

TEKNILLINEN KORKEAKOULU  
Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta

Asko Pekkala

PIENTEN TUULITURBIINIEEN ERITYISOMINAISUUDET HAJAUTETUSSA  
SÄHKÖNTUOTANNOSSA

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi  
diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 23.11.2009

Työn valvoja:

Professori Matti Lehtonen

Työn ohjaaja:

DI Mikael Aulanko

ELEKTRONIIKAN, TIETOLIIKENTEEN JA  
AUTOMAATION TIEDEKUNTA  
KIRJASTO  
Teknillinen korkeakoulu

05. 01. 2010

Tekijä:	Asko Pekkala
Työn nimi:	Pienten tuuliturbiinien erityisominaisuudet hajautetussa sähköntuotannossa
Päivämäärä:	23.11.2009 Sivumäärä: 63
Tiedekunta:	Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta
Laitos:	Sähkötekniikan laitos
Professuuri:	S-18 Sähköverkot ja suurjännitetekniikka
Työn valvoja:	Professori Matti Lehtonen
Työn ohjaaja:	DI Mikael Aulanko
<p>Tässä työssä on tarkasteltu pienien tuuliturbiinien (10 kW...100 kW) käyttöä hajautetussa energiantuotannossa ja saarekeverkoissa. Työssä selvitettiin, millaisia vaatimuksia erityyppiset käyttökohteet ja hajautettuun sähköntuotantoon kohdistuvat määräykset asettavat. Yhä useampi pieni tuuliturbiini liitetään sähköverkkoon kokonaan taajuusmuuttajan kautta. Taajuusmuuttajan katsotaan mahdollistavan monipuolisemmat säätömahdollisuudet, kuten loisivirran syötön verkkoon. Pienen tuuliturbiinin toimintaa osana saarekeverkon sähköntuotantoa tarkasteltiin lisäksi DigSILENT Power Factory -ohjelmalla tehdyillä simuloinneilla.</p> <p>Hajautettua sähköntuotantoa koskevat määräykset ja standardit kehittyvät jatkuvasti. Nykyisten ohjeiden mukaan hajautetun sähköntuotannon yksikköjen tulee irrota verkosta nopeasti ja luotettavasti erilaisten verkkohäiriöiden seurauksena. Turvallisuussyistä tehonsyöttö jakeluverkon saarekkeeksi jääneeseen osaan tulee olla estetty. Saarekekäytön estosuojaus on havaittu kuitenkin osittain haasteelliseksi toteuttaa. Simulointitarkastelu vahvisti saareketilanteen syntymisen havaitsemisen tehotasapainotilanteessa vaikeaksi. Jakeluverkon osan siirtyminen hallitusti saarekekäyttöön on useiden tutkimushankkeiden kohteena.</p> <p>Pienten tuuliturbiinien käyttö muusta sähköverkosta erillisissä saarekeverkoissa tyypillisesti dieselgeneraattorien ohella on yleistä. Tuulivoiman osuus sähköntuotannossa voi kasvaa suureksi, kun käytetään kehittyneitä säätöjärjestelmiä. Tuulivoiman hyödyntämisen haasteena on tuulen vaihtelevuuden aiheuttama tuotannon muuttuminen ja epävarmuus. Simuloinneissa saarekeverkon hallintaa parannettiin tuuliturbiinin alassäädöllä, jolloin tuuliturbiinin tuottamaa tehoa rajoitettiin tilanteessa, jossa se uhkasi ylittää kuorman tarvitseman tehon. Lisäksi taajuudesta riippuvalla kuormalla saatiin pienennettyä varsinaisen kuorman vaihtelun aiheuttamaa taajuusheilahtelua.</p>	
Avainsanat:	Pieni tuuliturbiini, hajautettu sähköntuotanto, saarekeverkko

Author:	Asko Pekkala		
Name of the Thesis:	Special Characteristics of Small Wind Turbines in Distributed Generation		
Date:	23 November 2009	Number of Pages: 63	
Faculty:	Faculty of Electronics, Communications and Automation		
Department:	Department of Electrical Engineering		
Professorship:	S-18 Power Systems and High Voltage Engineering		
Supervisor:	Professor Matti Lehtonen, Dr.Sc. (Tech.)		
Instructor:	Mikael Aulanko, M.Sc. (Tech.)		
<p>This work studies applying small wind turbines (10 kW...100 kW) in distributed generation of electricity and in isolated power systems. The aim of the work was to find out what are the requirements that are set by different applications and regulations concerning distributed generation. Small wind turbines are connected to the power system increasingly via a full scale frequency converter. Usage of a frequency converter provides advanced possibilities for control, e.g. feeding reactive current into the grid. In addition, simulations using DIgSILENT Power Factory software were performed in order to study a small wind turbine contributing to electricity production in an isolated power system.</p> <p>Regulations and standards concerning distributed generation advance constantly. According to current guidelines, distributed generation units must cease to energize fast and reliably in case of a power system disturbance. Due to security reasons energizing an islanded part of the distribution network is not allowed. However, realizing anti-islanding protection has proved challenging in some cases. The performed simulations confirmed the difficulty of detecting islanded operation when the generated and the consumed power were balanced. Controlled islanding of a part of a distribution network is considered in many ongoing research projects.</p> <p>Small wind turbines are commonly applied in isolated power systems with more traditional diesel generators. Advanced control methods allow high wind power penetration levels. The main challenge in exploiting wind power is the fluctuation of produced power and uncertainty due to wind speed variations. In the performed simulations the control of the isolated power system was successfully improved by down regulation of the wind turbine, i.e. the wind power production was limited when the turbine's production threatened to exceed the power consumed. Frequency variations caused by changes in the main load were decreased when a frequency dependent load was added to the system.</p>			
Keywords:	Small wind turbine, distributed generation, isolated power system		



## ALKULAUSE

Diplomityö on tehty ABB Oy:n Drives WindAC -yksikössä. Haluan kiittää työn valvojaa professori Matti Lehtosta ja ohjaajaa DI Mikael Aulankoa hyvästä ja kannustavasta ohjauksesta sekä opastuksesta.

Lisäksi kiitän erityisesti TkT Slavomir Semania avusta simulointien kanssa sekä koko WindAC:n henkilöstöä hyvästä työilmapiiristä.

Kiitän myös vanhempiani ja ystäviäni kaikesta tuesta opiskeluaikana.

Espoossa 23.11.2009



Asko Pekkala



## SISÄLLYSLUETTELO

DIPLOMITYÖN TIIVISTELMÄ .....	I
ABSTRACT OF THE MASTER'S THESIS .....	II
ALKULAUSE .....	III
SISÄLLYSLUETTELO .....	IV
SYMBOLIT JA LYHENTEET .....	VI
1 JOHDANTO .....	1
2 PIENET TUULITURBIINIT .....	2
2.1 Yleistä .....	2
2.2 Tuuliturbiinien rakenne.....	3
2.2.1 Tuuli .....	5
2.3 Liittäminen sähköverkkoon .....	6
2.4 Tuulivoimaa ja hajautettua sähköntuotantoa koskevat standardit .....	9
2.4.1 IEC 61400 .....	9
2.4.2 IEEE 1547-2003.....	10
2.4.3 Esimerkki verkonhaltijan hajautetulle tuotannolle asettamista vaatimuksista .....	14
3 HAJAUTETTU SÄHKÖNTUOTANTO JA SAAREKEVERKOT.....	17
3.1 Hajautetun tuotannon kehitys .....	17
3.2 Verkon suojaus .....	18
3.2.1 Saarekekäytön esto.....	20
3.2.2 Hajautetun sähköntuotannon vaikutus vikavirtoihin.....	22
3.3 Sähköntuotanto saarekeverkoissa .....	24
3.3.1 Microgrid .....	28
3.3.2 Tuuli–diesel-hybridiverkot.....	30
3.4 Energiavarastot .....	33
3.5 Taajuusmuuttaja hajautetussa sähköntuotannossa .....	35

---

4	SIMULOINTITARKASTELU .....	36
4.1	Simulointimalli ja simuloitava tilanne .....	36
4.2	Simuloinnin tulokset .....	39
4.2.1	Kolmivaiheinen oikosulku tuuliturbiinin liityntäpisteessä .....	39
4.2.2	Tuulen nopeuden ja kuorman muutokset .....	41
4.2.3	Saarekkeeksi siirtyminen .....	50
4.2.4	Alassäätö ja taajuusriippuva kuorma .....	53
5	POHDINTA JA JOHTOPÄÄTÖKSET .....	56
	LÄHTEET .....	59
LIITE A	DIGSILENT-SIMULOINTIMALLI .....	64
	DFIG-tuuliturbiinin simulointimalli .....	65
	Dieselgeneraattorin malli .....	73

## SYMBOLIT JA LYHENTEET

$A$	roottorin pyyhkäisypinta-ala
$c_p$	tehokerroin (tuuliturbiini)
$f$	taajuus
$I$	virta
$P$	pätöteho
$Q$	loisteho
$r$	resistanssi
$S$	näennäisteho
$t$	aika
$U$	jännite
$v$	nopeus
$x$	reaktanssi
$Z$	impedanssi
$\rho$	ilman tiheys
ASM	asynchronous machine, epätahtigeneraattori
$\cos\varphi$	tehokerroin (sähköinen)
DFIG	doubly-fed induction generator, kaksoissyötetty epätahtigeneraattori
DG	distributed generation, hajautettu sähköntuotanto
HAWT	horizontal axis wind turbine, vaaka-akselinen tuuliturbiini
IEC	The International Electrotechnical Commission
IEEE	The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
IGBT	Insulated-gate bipolar transistor
MPT	maximum power tracker, huipputehon seurain



p.u.	per unit, suhteellisarvo
PMSG	permanent magnet synchronous generator, kestopagneettigeneraattori
PWM	pulse width modulation, pulssinleveysmodulaatio
RMS	root mean square, neliöllinen keskiarvo
UL	Underwriters Laboratories Inc.
VAWT	vertical axis wind turbine, pystyakselinen tuuliturbiini
WT	wind turbine, tuuliturbiini / tuulivoimala

# 1 JOHDANTO

Hajautetun sähköntuotannon odotetaan yleistyvän tulevien vuosien ja vuosikymmenten aikana. Energiantuotannossa kiinnostus uusiutuviin energianlähteisiin, kuten tuuleen, kasvaa jatkuvasti. Tuulivoimateknologian kehityskulku tähän asti on johtanut yksittäisen tuulivoimalan koon ja nimellistehon suurenemiseen aina megawattiluokkaan. Usein nykyiset tuulivoimaprojektit tarkoittavat suurien tuulivoimalapuistojen rakentamista esimerkiksi rannikkoalueille tai merelle. Samaan aikaan kuitenkin kiinnostus tuulivoiman pienimuotoiseen soveltamiseen on lisääntynyt.

Tämä diplomityö on tehty ABB Oy:n Drives WindAC -yksikössä. Diplomityössä tarkastellaan, millaisia vaatimuksia mahdolliset käyttökohteet ja hajautettuun sähköntuotantoon kohdistuvat määräykset asettavat yleisesti pienille tuuliturbiineille. Markkinoilla olevat tuuliturbiinit ovat nimellisteholtaan jopa muutamasta watista aina megawatteihin. Tässä työssä keskitytään tarkastelemaan pienten tuuliturbiinien kokoluokkaa 10 kW...100 kW. Taajuusmuuttajateknologiaa sovelletaan yhä enemmän myös pieniin tuuliturbiineihin. Työn tavoitteena on myös selvittää, miten taajuusmuuttajalla voidaan edesauttaa hajautetulle sähköntuotannolle asetettujen vaatimusten toteutumista.

Luvussa 2 luodaan katsaus yleisesti tuulivoimateknologiaan, kuten tuuliturbiinien rakenteeseen ja eri tapoihin liittää tuuliturbiinit verkkoon. Käsittelyssä ovat myös tuulivoimaloita koskeva standardisarja IEC 61400 ja tämän hajautettuun sähköntuotantoon liittyvä standardi IEEE 1547 ja näiden pienille tuuliturbiineille asettamat vaatimukset.

Luvussa 3 tarkastellaan laajemmin hajautettua sähköntuotantoa ja siihen liittyviä kysymyksiä, esimerkiksi sähköverkon suojauksen kannalta. Yhtenä käsitellyn kokoluokan pienten tuuliturbiinien sovelluskohteena nousee kirjallisuustarkastelun perustella (mm. Lundsager *et al.* 2001) muusta sähköverkosta erillään olevat saarekeverkot, joissa tuulivoimaa hyödynnetään yhdessä dieselgeneraattorien kanssa.

Saarekeverkon käsittelyä tarkennetaan luvussa 4 simulointitarkastelulla. Se tehtiin käyttämällä DIgSILENT Power Factory sähköverkkosimulaatio-ohjelmaa, jossa selvitetään yhden simulointimallin toimintaa saarekeverkon kuorman muutosten myötä, ja myös tilannetta, jossa tapahtuu siirtyminen saarekekäyttöön.

## 2 PIENET TUULITURBIINIT

### 2.1 Yleistä

Sähköenergian tuotanto tuulivoimalla on lisääntynyt voimakkaasti 2000-luvun alun aikana. Koko maailman kumulatiivinen tuulivoiman tuotantokapasiteetti vuoden 2007 lopussa oli yli 94,1 GW, kun se vuoden 1999 lopussa oli vielä 13,6 GW (EWEA 2009a). Teknologian kehittyessä myös tuuliturbiinien koko on kasvanut. Vuonna 1985 edistyneen tuuliturbiinin kapasiteetti oli 50 kW ja roottorin halkaisija 15 m (Ackermann 2005), vuonna 2009 markkinoilla on 5 MW:n tuuliturbiineja, joiden roottorin halkaisija on 126 m (REpower Systems AG 2009).

Eri kokoluokkien tuuliturbiinien käyttökohteita on esitelty taulukossa 1. Hajautetussa sähköntuotannossa sekä erityyppisissä saarekeverkoissa voi olla perusteltua käyttää selvästi megawattiluokkaa pienempiä tuuliturbiineja. Tässä työssä keskitytään tarkastelemaan pieniä tuuliturbiineja, joiden teho on 10 kW...100 kW. Tämän kokoluokan tuuliturbiinit olivat tyypillisiä 1980-luvulla. Roottorin halkaisija oli tyypillisesti 10...20 m ja niissä oli epätahtigeneraattori (Lundsager *et al.* 2001).

**Taulukko 1.** Tuuliturbiinien luokittelu (Lundsager *et al.* 2001).

Nimellisteho P	Tyypillinen sovelluskohde
< 1 kW	Micro's
1 kW...10 kW	Wind home
10 kW...200 kW	Hybrid/Isolated systems
200 kW...1 MW	Grid connected – single or cluster
> 1 MW	Offshore (or onshore) windfarms

Tällä hetkellä tuuliturbiinien markkinat ovat pääosin keskittyneet megawattiluokkaan ja pienten tuuliturbiinien osalta ”kotikäyttöön” tarkoitettuihin alle 10 kW:n turbiineihin. Arvioiden mukaan maailmanlaajuisesti vuonna 2008 asennettujen alle 100 kW:n tuuliturbiinien yhteenlaskettu kapasiteetti oli 38,7 MW ja kappalemäärä 19 000. Kasvu vuoden 2007 lukuihin on 53 %. Yhdysvalloissa kapasiteetin lisäys oli suurin kokoluokassa 1...10 kW ja toiseksi suurin luokassa 21...100 kW. Koko maailmassa pieniä tuuliturbiineja asennettiin kappalemääräisesti eniten kiinteän sähköverkon ulkopuolelle,



mutta koko tuotantokapasiteetin lisäys oli suurempi verkkoon liitettyjen laitteiden osalta, sillä niiden keskimääräinen kapasiteetti on suurempi. (AWEA 2008)

Pieniksi tuuliturbiineiksi luokitellaan IEC 61400-2 -standardin mukaan sellaiset tuuliturbiinit, joiden roottorin pyyhkäisypinta-ala on alle 200 m<sup>2</sup> (IEC 61400-2). Pienten tuuliturbiinien (*Small Wind Turbines, SWT*) luokittelua on tarkennettu taulukossa 2. Vertailun vuoksi todettakoon, että 300 m<sup>2</sup>:n pyyhkäisypinta-ala vastaa 19,5 m:n roottorin halkaisijaa.

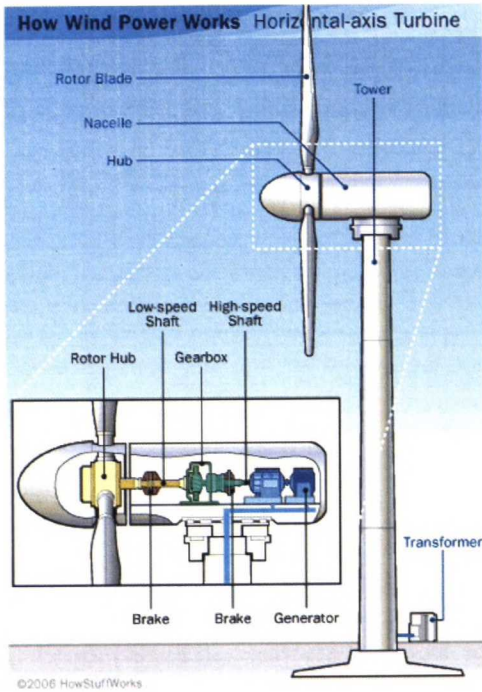
**Taulukko 2.** Pienten tuuliturbiinien luokittelu (EWEA 2009b).

Nimellisteho P	Roottorin pyyhkäisypinta-ala A	Alakategoria
< 1 kW	< 4,9 m <sup>2</sup>	Pico wind
1 kW...7 kW	< 40 m <sup>2</sup>	Micro wind
7 kW...50 kW	< 200 m <sup>2</sup>	Mini wind
50 kW...100 kW	< 300 m <sup>2</sup>	(ei määritelty)

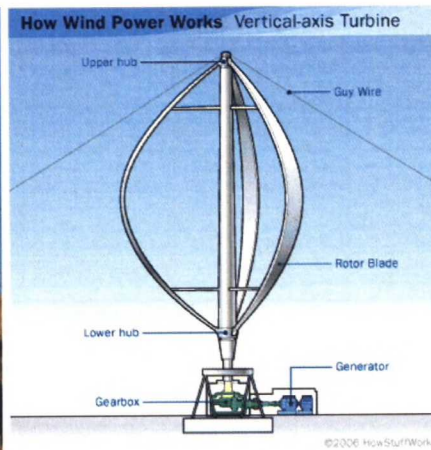
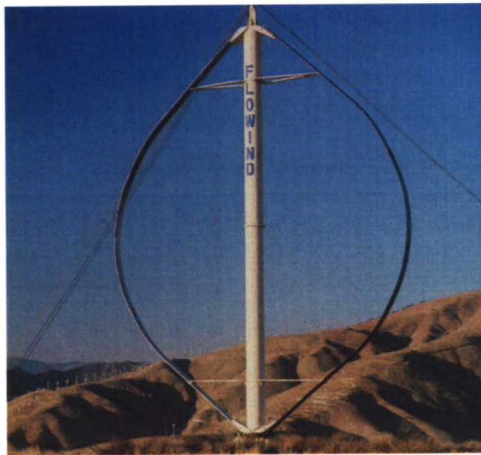
## 2.2 Tuuliturbiinien rakenne

Tuuliturbiini voi olla rakenteeltaan vaaka-akselinen (*horizontal axis wind turbine, HAWT*, ks. kuva 1) tai pystyakselinen (*vertical axis wind turbine, VAWT*, ks. kuvat 2 ja 3). Vaaka-akselisissa tuuliturbiineissa roottori on yleensä kolmi- tai kaksilapainen, joskin pienemmissä mikroturbiineissa voi olla useampiakin lapoja. Roottori voi olla joko ylä- tai alatuulen puolella. Sen täytyy kääntyä tuulen mukana toimiakseen optimaalisesti. Nykyään yleisimmässä tuuliturbiinimallissa kolmilapainen roottori on ylätuulen puolella.

Pystyakselisten tuuliturbiinien roottori voi olla Savonius-, Darrieus- tai giromillityyppinen. Pystyakseliset vaativat enemmän asennuspinta-alaa kuin samantehoiset vaaka-akseliset ja niiden käyttökohteet rajoittuvat pieniin sovelluksiin. (Wizelius 2007, s. 95-101)



**Kuva 1.** Havainnekuva tyypillisestä vaaka-akselisesta kolmilapaisesta tuulivoimalasta. (Kuvälähde: Layton 2006)



**Kuva 2.** (Vasen) FloWind 300kW pystyakselinen, Darrieus-tyyppinen tuulivoimala, jota on käytetty mm. Kaliforniassa. (Kuvälähde: EcoPower LLC 2006)

**Kuva 3.** (Oikea) Havainnekuva Darrieus-tyyppisestä tuulivoimalasta. (Kuvälähde: Layton 2006)

### 2.2.1 Tuuli

Tuulen teho riippuu ilman tiheydestä  $\rho$ , roottorin pyyhkäisypinta-alasta  $A$  ja tuulen nopeudesta  $v$ . Koska tuuli ei voi pysähtyä täydellisesti roottorin kohdalla, se ei voi luovuttaa kaikkea energiaansa tuuliturbiinille, vaan ainoastaan tehokertoimen  $c_p$  määrittelymän osuuden yhtälön (1) mukaisesti.

$$P = \frac{1}{2} \rho A c_p v^3 \quad (1)$$

Tehokerroin  $c_p$  ilmaisee turbiinin ottaman tehon ja tuulen tehon suhteen, ja sen teoreettinen maksimi on ns. Betzin raja, jonka arvoksi saadaan melko yksinkertaisella tarkastelulla  $c_{p, \max} = 16/27 \approx 0,593$  (ks. esim. Wizelius 2007). Vaaka-akselisten tuuliturbiinien tehokerroin jää parhaimmillaankin alle arvon 0,5. Tehokertoimen arvo riippuu roottorin lavan kärkinopeussuhteesta (lavan kärjen nopeuden suhde tuulen nopeuteen) ja lapakulmasta. Kun lapakulma on vakio, on tehokertoimelle olemassa maksimi tietyllä kärkinopeussuhteen arvolla, kullekin turbiinityypille luonnollisesti omansa. Pystyakselisilla tehokertoimen arvo on selvästi alempi ja maksimi saavutetaan alhaisemmilla tuulen nopeuksilla. (Wizelius 2007, Machowski *et al.* 2008)

Tuuli aiheuttaa roottorin lapaan kohdistuvan nostovoiman samaan tapaan kuin ilmavirtaus lentokoneen siipeen. Lapaan vaikuttaa myös suhteellisen tuulennopeuden suuntainen vastusvoima. Näiden vektorisummana vaikuttava voima jakaantuu roottorin pyörimistason (tangentin) suuntaiseen ja sitä vastaan kohtisuoraan voimaan. Pyörimistason suuntainen komponentti saa roottorin pyörimään. Sen suuruuteen voidaan vaikuttaa roottorin lavan profiilin muotoilulla ja erityisesti kohtauskulmalla (tuulen nopeusvektorin roottorin mukana pyörivässä koordinaatistossa ja lavan jänteen välinen kulma).

Tuulivoimalan tehoa voidaan säätää passiivisesti sakkaussäädöllä (*stall*), jolloin lavan profiili on muotoiltu niin, että riittävän suurella tuulen nopeudella tuuli ns. irtoaa lavasta ja nostovoima katoaa. Toinen vaihtoehto on säätää lapakulmaa (kohtauskulmaa) (*pitch*) kääntämällä roottorin lapoja, jolloin roottoria pyörittävä voima voidaan pitää optimaalisena eri tuulen nopeuksilla. Kun tuulen nopeus kasvaa yli nimellisen, käännetään lapoja



niin, että enemmän ilmaa virtaa niiden ohi. Aktiivisakkaussäätöisissä (*active stall*) tuulivoimaloissa puolestaan lapoja käännetään vastakkaiseen suuntaan tuulen nopeuden kasvaessa. Tällä tavoin voimistuva sakkausilmiö pienentää roottoria pyörittävää voimaa. Vakionopeuksisten tuuliturbiinien nopeudensäädössä käytetään kaikkia menetelmiä, kun taas muuttuvanopeuksisilla vain lapakulman säätöä (Ackermann 2005, Wizelius 2007)

Tuuliturbiinin ottama teho on verrannollinen tuulennopeuden kuutioon (ks. kaava (1)). Pienillä nopeuksilla teho on hyvin pieni, joten yleensä tuuliturbiineilla on käynnistystuulennopeus (*cut-in wind speed*), noin 3...4 m/s, jolla ne alkavat toimia. Tuuliturbiinin pyörittämän generaattorin sähköteho kasvaa tuulen nopeuden mukana, kunnes saavutetaan mitoitustuulennopeus (*rated wind speed*), noin 12 m/s, jolloin generaattorin tuotto on sen nimellisteho. Pysäytystuulennopeudella (25 m/s) turbiini pysäytetään ja käännetään pois tuulesta vioittumisen välttämiseksi. (Machowski *et al.* 2008)

Tuuliturbiinien roottorien pyörimisnopeudet vaihtelevat (HAWT-mallisissa) turbiinin koon mukaan. Mitoitustuulennopeudella 5 MW:n tuulivoimalan roottorin pyörimisnopeus on 16 rpm, 1 MW:n 27 rpm, 100 kW:n 70 rpm ja 10 kW:n 199 rpm. (Machowski *et al.* 2008)

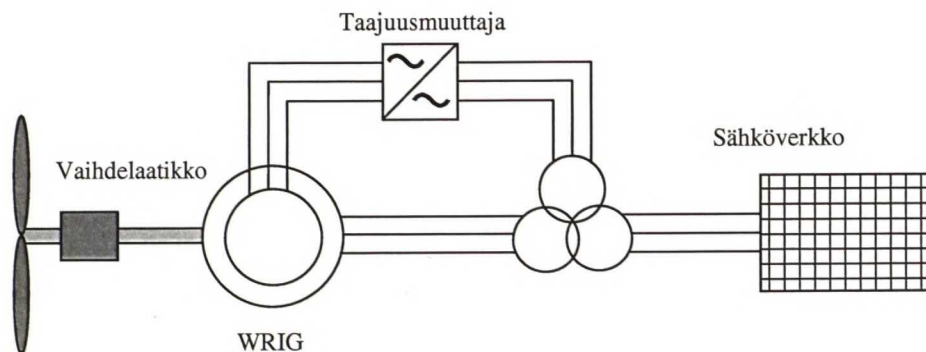
## 2.3 Liittäminen sähköverkkoon

Varhaisimmassa tuulivoimateknologiassa 1970-luvulla käytettiin häkkikäämitettyjä epätahtigeneraattoreita, jotka liitettiin suoraan muuntajan välityksellä sähköverkkoon. Tuulivoimalat olivat sakkaussäätöisiä. Tällaisessa epätahtigeneraattorilla varustetussa tuulivoimalassa roottori pyörii vakionopeudella, ja generaattorin pyörimisnopeuden nostamiseksi tyypilliseen 1500 kierrokseen minuutissa (verkon taajuus 50 Hz) tarvitaan vaihdelaatikko. Epätahtigeneraattori ottaa jatkuvasti sähköverkosta loistehoa, jota se tarvitsee roottorin magnetointiin. Lisäksi verkkoonkytkennän yhteydessä esiintyy suuri kytkentävirta, ja suuren loisvirran vuoksi verkon jännite kytkentäpisteessä putoaa nopeasti. Kytkentävirtaa voidaan rajoittaa tyristorien avulla. Tätä kutsutaan pehmökäynnistykseksi. Epätahtigeneraattorin kuluttamaa loistehoa voidaan kompensoida kondensaattoriparistojen avulla.

Epätahtigeneraattori voi olla myös liukurengasgeneraattori. Kun generaattorin roottoriin kytketään säädettävä resistanssi, voidaan generaattorin nopeutta nostaa noin 10 % verrattuna synkroninopeuteen. Näin roottorin pyörimisnopeus voi muuttua rajoitetusti. (Ackermann 2005)

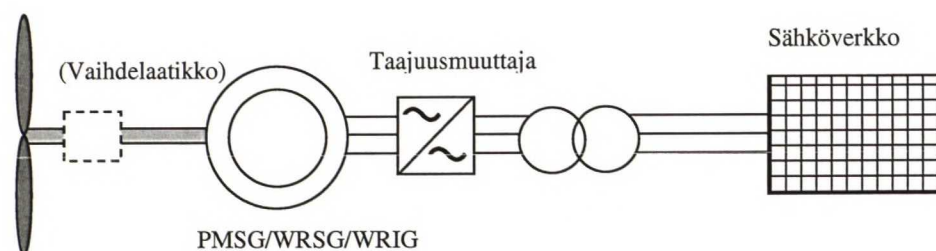
Tuulivoimala hyödyntää tuulen energiaa parhaiten, kun roottorin pyörimisnopeus voi muuttua tuulen nopeuden muuttuessa. Roottorin lavan kärkinopeuden suhde tuulen nopeuteen voidaan pitää tasolla, jolla saavutetaan paras tehokerroin. Muuttuvanopeuksinen tuuliturbiini voidaan toteuttaa usealla tavalla. Käytettäessä epätahtigeneraattoria roottoriin indusoituvan virran taajuus poikkeaa sähköverkon taajuudesta generaattorin jättämän verran. Kaksoissyötetyssä epätahtigeneraattorissa (*doubly-fed induction generator, DFIG*) roottorivirta syötetään taajuusmuuttajan kautta sähköverkkoon (ks. kuva 4). Tällainen kaskadikytkentä mahdollistaa generaattorin pyörimisnopeuden vaihtelun suuremmalla alueella kuin suoraan verkkoon kytketyssä tapauksessa. Taajuusmuuttajan käyttö mahdollistaa loistehon säädön. Kaskadikäytössä taajuusmuuttaja mitoitetetaan noin 20–30 prosenttiin generaattorin nimellistehosta, mikä puolestaan sallii vastaavan suuruiset pyörimisnopeuden muutokset. DFIG on tällä hetkellä suosituin ratkaisu etenkin useiden megawattien tuuliturbiineissa.

DFIG koostuu liukurengasgeneraattorista, jonka staattorikäämitys on kytketty suoraan kolmivaiheiseen sähköverkkoon. Roottorikäämitykset on kytketty verkkoon taajuusmuuttajan kautta. Staattorijännitteen määrää näin ollen verkko ja roottorijännitteen puolestaan taajuusmuuttajan syöttämä roottorivirta. Roottorivirran taajuuden määrää siis taajuusmuuttaja, ja tämä mahdollistaa sähköisen ja mekaanisen taajuuden eron kompensoinnin. Taajuusmuuttaja määrää DFIG:n käyttäytymisen sekä normaali- että vikatilanteissa. Taajuusmuuttaja koostuu kahdesta itsenäisesti ohjatusta suuntaajasta. Roottorinpuoleinen suuntaaja ohjaa pätö- ja loistehoa säätämällä roottorivirran komponentteja. Suuntaajien välillä on tasajännitevälipiiri. Verkon puoleisen suuntaajan tehtävänä on hallita välipiirin tasajännitettä. Tavallisesti verkon puoleinen suuntaaja ei osallistu loistehon siirtoon turbiinin ja verkon välillä.



**Kuva 4.** DFIG-tuuliturbiini. WRIG: wound rotor induction generator. (Ackermann 2005)

Toinen mahdollisuus vaihtuvanopeuksisen tuuliturbiinin toteuttamiseksi on käyttää tahtigeneraattoria ja taajuusmuuttajaa, kuten kuvassa 5 on esitetty. Generaattori voidaan kytkeä roottoriin vaihdelaatikon välityksellä tai suoraan, jolloin on kyseessä ns. suoravetoinen generaattori (*direct drive*). Suoravetoinen generaattori voi olla moninapainen tai koostua useista rinnankytketyistä kestopagneettigeneraattoreista. Taajuusmuuttaja mitoitetaan koko generaattorin nimellisteholle, sillä kaikki teho virtaa sen läpi. Taajuusmuuttaja mahdollistaa mm. loistehon säädön ja vaihtuvanopeuksisuus pienentää tuulivoimalaan tuulen turbulenssin aiheuttamia mekaanisia rasituksia. (Ackermann 2005, Wizelius 2007).



**Kuva 5.** Kokonaan taajuusmuuttajan kautta syötetty tuuliturbiini. PMSG: permanent magnet synchronous generator, WRSG: wound rotor synchronous generator. (Ackermann 2005)

Tahtigeneraattorien etuna epätahtigeneraattoreihin on se, että ne eivät tarvitse magne-tointivirtaa, joka on loisvirtaa. Toisaalta niiden rakenne on monimutkaisempi ja hinta



suurempi. Tahtigeneraattori voi olla tyypiltään kestopagneettigeneraattori tai vieras-magnetoitu generaattori.

Pienten tuuliturbiinien kokoluokassa markkinoilla olevat tuuliturbiinit ovat tyypiltään pääosin joko kestopagneettigeneraattoreita, jotka on liitetty verkkoon taajuusmuuttajan avulla, tai epätahtigeneraattoreita. Pieniä tuuliturbiineja on liitetty myös tasasähköjärjestelmiin.

## **2.4 Tuulivoimaa ja hajautettua sähköntuotantoa koskevat standardit**

### **2.4.1 IEC 61400**

International Electrotechnical Commission (IEC) on julkaissut tuulivoimaa koskevan standardisarjan IEC 61400. Standardin osa 61400-1 määrittelee yleisesti kaiken kokoisille tuuliturbiineille asetettavat vaatimukset. Pieniin tuuliturbiineihin (alle 200 m<sup>2</sup>:n pyyhkäisy-pinta-ala) voidaan kuitenkin soveltaa standardin osaa IEC 61400-2, joka sisältää mm. joitakin yksinkertaistuksia. IEC 61400-1:ssä ohjeistetaan, että sähköön laadun määrittäminen tehdään IEC 61400-21:n mukaisesti. Tämä standardi puolestaan sanoo, että harmonisten virtayliaaltojen päästörajat voidaan määrittää soveltamalla standardin IEC 61000-3-6 ohjeistusta.

Standardisarja IEC 61000 käsittelee sähkölaitteiden sähkömagneettista yhteensopivuutta. Osassa 3 annetaan mm. raja-arvoja harmonisille yliaalloille. Edellä mainittu osan 3 julkaisu 6 koskee harmonisten päästörajien määrittämistä keski- ja suurjännitejärjestelmiin. IEC 61000-3:n muissa julkaisuissa annetaan harmonisten virtayliaaltojen päästö-  
törajoja nimellisvirraltaan eri luokkiin kuuluville laitteille. (IEC 61000-3-6)

Pieniä tuuliturbiineja koskeva standardi IEC 61400-2 määrittelee sähköverkkoon kytkeytyvän tuuliturbiinin liittimissä vallitsevat normaalit sähköiset olosuhteet. Jännite saa poiketa maksimissaan 10 % nimellisestä, taajuus 2 % (1 Hz kun nimellistaajuus on 50 Hz). Jännite-epäsymmetriaa tarkkaileva vasta- ja myötäjärjestelmän komponenttien suhde ei saa ylittää 2 prosenttia. Normaaleihin olosuhteisiin kuuluvat myös jälleenkytkennät ja alle vuorokauden pituiset käyttökatkot. Suunnittelussa tulee ottaa huomioon myös hankaloituneet olosuhteet. Äärimmäisinä sähköisinä olosuhteina pidetään tilanteita, joissa

poikkeamat nimellisistä arvoista ovat jännitteen osalta enintään 20 %, taajuuden 10 % ja jännite-epäsymmetrian 15 %. Lisäksi sähköverkossa voi esiintyä symmetrisiä sekä epäsymmetrisiä vikoja. Viikon kestävät sähkökatkot luetaan myös äärimmäisten sähköisten olosuhteiden joukkoon. (IEC 61400-2)

Paikalliseen sähköverkkoon (saarekeverkkoon) liitetyn tuuliturbiinin vaatimukset poikkeavat hieman laajaan verkkoon liitetystä. Sen tulee kyetä toimimaan, kun jännite poikkeaa enintään  $\pm 15$  % nimellisarvosta ja taajuuden poikkeama on enintään  $\pm 5$  Hz. (IEC 61400-2)

Standardissa ohjeistetaan, että kaikki sähköiset järjestelmät, jotka voivat aiheuttaa yksinään tuuliturbiinin itseherätyksen (esim. kondensaattoriparistot), tulee automaattisesti kytkeä irti verkosta verkkokatkoksen tapahtuessa. Tämä koskee lähinnä suoraan verkkoon kytkettyjä epätahtigeneraattoreita. Tuuliturbiinin komponenttien (tehoelektroniikka) tuottamat virran yliaallot täytyy huomioida niin, että verkkoonliityntäpisteessä jännitesärö täyttää sähköverkon jännitteelle asetetut vaatimukset.

Tuuliturbiineissa, joiden roottorin pyyhkäisypinta-ala on 40 m<sup>2</sup> tai enemmän, on oltava manuaalinen painike tai kytkin, jolla turbiini voidaan pysäyttää ja joka ohittaa automaattisen ohjausjärjestelmän. Myös pienemmille tuuliturbiineille suositellaan manuaalisen painikkeen käyttöä, mutta joka tapauksessa pysäyttämismenettelyn on oltava määritetty. (IEC 61400-2)

#### 2.4.2 IEEE 1547-2003

IEEE on tekniikan alalla toimiva kansainvälinen järjestö, joka julkaisee mm. standardeja. IEEE:n standardit ovat yleisesti arvostettuja vaikka järjestö ei kuitenkaan ole virallinen standardisointiorganisaatio. Se toimii kuitenkin läheisessä yhteistyössä virallisten standardisointiorganisaatioiden kanssa. IEEE 1547-2003 (*Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*) -standardi käsittelee hajautettujen energiaressurssien (*distributed resources, DR*) eli sähköntuotannon ja energiavarastojen liittämistä sähköjärjestelmään. Standardin sovellusalueena ovat kaikki verkkoonliityntäpisteessä alle 10 MVA:n kokonaisuuden muodostavat hajautetun sähköntuotannon yksiköt.



IEEE 1547-2003 -standardissa esitetään vaatimukset, jotka ovat olennaisia suorituskäytön, toiminnan, testauksen, turvallisuuskäytäntöjen sekä verkkoonliittymän ylläpidon kannalta. Standardissa määritellään, että vaatimuksien tulee toteutua verkkoonliittymäpisteessä. IEEE 1547-2003 ei kuitenkaan aseta vaatimuksia suojauslaitteille tai tuotantoyksikön sisäiselle toiminnalle. Koska standardi on yhdysvaltalainen, siinä oletetaan sähköverkon taajuudeksi 60 Hz. (IEEE 1547)

Standardissa määritellään, että hajautettu tuotanto ei osallistu aktiivisesti jännitteensäätöön. Toisaalta se ei saa aiheuttaa muiden verkon osien jännitteen muuttumista erikseen määriteltujen rajojen ulkopuolelle. Hajautettu tuotanto ei myöskään saa syöttää jännitteitä verkkoja, esimerkiksi verkon vian aikana. Jälleenkytkennän jännitteettömänä aikana tuotantoyksikön on lopetettava tehonsyöttö (*cease to energize*) verkkoon ennen kuin jälleenkytkentä tapahtuu. Standardi sisältää toiminta-ajat, joiden kuluessa tuotantoyksikön on lopetettava tehonsyöttö eri yli- ja alijännitetasoilla. Tuotantoyksiköiden, joiden huipputeho on yli 30 kW, toiminta-ajat ovat oletusarvoiset ja jännitetasojen tulee olla uudelleen aseteltavissa kentällä. Enintään 30 kW:n tuotantoyksiköiden toiminta-ajat ja jänniteasettelut voivat olla myös kiinteät. (IEEE 1547)

Energiantuotantoyksiköille ilmoitetaan vastaavasti toiminta-ajat, jossa tehonsyötön tulee lakata, taajuuden poiketessa 60 Hz:stä. Kuten jännitteiden kohdalla, tuotantoyksiköt on jaettu kahteen ryhmään: enintään 30 kW:n ja yli 30 kW:n yksiköihin. Toiminta-aikojen asetteluiden tulee olla kentällä aseteltavissa uudelleen yli 30 kW:n tapauksessa. (IEEE 1547)

Saarekekäytön osalta IEEE 1547-2003 mainitsee tahattoman ajautumisen saarekkeeksi sekä myös tarkoituksellisen erottumisen saarekkeeksi. Kuitenkin tarkoituksellista saarekekäyttöä koskevaa osaa on tarkoitus käsitellä vasta standardin valmisteilla olevassa osassa IEEE 1547.4. Hajautetun tuotannon liittymäjärjestelmän on standardin mukaan havaittava, kun osa syötettävästä verkosta ajautuu tahattomasti saarekekäyttöön, ja tuotantoyksikön on lopetettava tehonsyöttö saarekkeeseen kahden sekunnin kuluessa. (IEEE 1547)

Standardin soveltamista varten on olemassa laaja ohje, IEEE 1547.2 *Application Guide for IEEE Standard 1547, Interconnecting Distributed Resources with Electric Power*

*Systems.* Sovellusohje sisältää taustoitusta standardin suosituksille. Siinä käsitellään standardia sovellettaessa mahdollisesti esiintyviä tilanteita ja annetaan myös yksinkertaistettuja yleisohjeita. Esimerkiksi hajautetun tuotannon osallistumisesta aktiiviseen jännitteen säätöön sanotaan, että kyseinen toiminta on rajattu standardin ulkopuolelle, mutta joissain tapauksissa verkonhaltija voi pyytää hajautettua tuotantoa mm. kuluttamaan tai tuottamaan loistehoa. (IEEE 1547.2)

Tehonsyötön lopettaminen, kun verkossa esiintyy vika, on vian selvittämisen kannalta tärkeää. Kokonaan taajuusmuuttajan tai suuntaajan kautta verkkoon liitetyn tuotantoyksikön vikavirran syöttökyky rajoittuu yleensä 1,2...1,5-kertaiseen nimelliseen kuormavirtaan, jota ne voivat syöttää pitkään. Itsekommutoivat suuntaajat voivat syöttää vikavirtaa kohtuullisen pitkään, kun taas verkkokommutoidut suuntaajat sammuttavat itsensä joko suojaustoimenpiteenä tai saarekekäytön estosuojauksen kautta. Tahtigeneraattorien tapauksessa vikavirta on aluksi jopa kuusinkertainen, mutta se vaimenee. Tahtigeneraattorit voivat syöttää vikavirtaa pitkään. Epätahtigeneraattorit puolestaan eivät kykene syöttämään vikavirtaa, jos loistehoa ei ole saatavilla. Epätahtigeneraattorien yhteydessä saarekekäytön estosuojaus voi toimia myös vikojen havaitsemisessa. (IEEE 1547.2)

Suojausta ei siis suuntaajien kanssa voi toteuttaa luotettavasti virtaan perustuen. Sovellusohjeessa ehdotetaan mm. alijännitereleen käyttöä tai taajuuden tarkkailua vian havaitsemiseksi. Kaksoissyötettyjen epätahtigeneraattoreiden käyttäytyminen vian yhteydessä riippuu voimakkaasti siitä, käytetäänkö ns. crowbar-suojausta. (IEEE 1547.2)

Vian havaitseva laite voi sijaita verkon ja hajautetun tuotannon liityntäkohdassa, jolloin sen on helppo antaa laukaisukäsky katkaisijalle. Toinen vaihtoehto on, että verkon laitteet, jotka havaitsevat vian, lähettävät tietoliikenneyhteyksien kautta laukaisukäskyn. Usein tilanne pienten hajautetun tuotannon yksikköjen kohdalla on kuitenkin se, että tietoliikenneyhteydet tulevat liian kalliiksi. Tällöin suojaus perustuu saarekekäytön estoon. Siinä vian syntyessä verkon suojaustoiminnot erottavat vikaantuneen verkon osan muusta verkosta, jolloin viallinen osa jää omaksi saarekkeekseen. Jos tässä saarekkeessa on hajautetun tuotannon yksiköitä, niiden liityntäjärjestelmä havaitsee saarekkeen ja lopettaa tehonsyötön. (IEEE 1547.2)



IEEE 1547 asettaa myös vaatimuksia sähkön laadulle. Tuotantoyksikkö ja verkkoonliityntäjärjestelmä eivät saa syöttää paikalliseen sähköverkkoon virran DC-komponenttia, joka ylittää 0,5 % tuotantoyksikön nimellisvirrasta. Hajautetun sähköntuotannon yksikkö ei saa myöskään aiheuttaa epämiellyttävissä määrin välkyntää (*flicker*) muiden alueen sähköverkon asiakkaille. Välkynnän osalta viitataan sitä käsitteleviin muihin standardeihin. IEEE 1547 asettaa myös rajat tuotantoyksikön alueen sähköverkkoon liittäntäpisteessä syöttämille harmonisille virtayliaalloille. Rajat noudattavat tiukimpia IEEE 519:n vaatimuksia ja ne on esitetty taulukossa 3. (IEEE 1547, IEEE 1547.2)

**Taulukko 3.** Harmonisten virtayliaaltojen yläraja prosentteina virrasta  $I$ . (IEEE 1547)

$n$ . pariton yliaalto	$n < 11$	$11 \leq n < 17$	$17 \leq n < 23$	$23 \leq n < 35$	$35 \leq n$	TDD
$I_n / I$	4,0 %	2,0 %	1,5 %	0,6 %	0,3 %	5,0 %

$I$  = paikallisen sähköverkon kuormavirta  $I_L$  tai DR:n nimellisvirta  $I_{rated}$  (suurempi näistä)  
Parilliset yliaallot on rajoitettu 25 %:iin taulukon mukaisista parittomien arvoista.

Taulukossa 3 esiintyvä virran kokonaissäröä kuvaava indeksi *Total demand distortion*, TDD, määritellään kaavan (2) mukaan. Määritelmä on lähes sama kun kokonaissäröker-toimen THD määritelmä, mutta TDD:n nimittäjässä on maksimikuormavirta  $I_L$  perusaal-lon sijaan.

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_L}$$

(2)

Underwriters Laboratoriesin standardi UL 1741 *Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources* käsittelee nimensä mukaisesti suuntaajien ja verkkoonliitäntälaitteistojen vaatimuksia hajaute-tussa energiantuotannossa, niin yleisessä jakeluverkossa kuin itsenäisissä voimajärjes-telmissä. Standardi on tarkoitettu täydentämään ja käytettäväksi standardin IEEE 1547:n yhteydessä. Myös IEEE 1547 -standardiin liittyvät dokumentit viittaavat suoraan UL 1741:een. Se ohjeistaa joitakin asioita myös sähkönlaadussa. Ei-verkkoonkytketylle suuntaajalle annetaan harmonisten jänniteyliaaltojen kokonaissärön RMS-arvon maksi-miksi verrattuna jännitteen perusaaltoon (RMS) 30 %. Yksittäinen yliaalto ei saa ylittää

RMS-arvoltaan 15 % perusaallosta. Mittaukset tulee tehdä tilanteessa, jossa suuntaaja toimii nimellistehollaan ja syöttää resistiivistä kuormaa. (UL 1741)

#### **2.4.3 Esimerkki verkonhaltijan hajautetulle tuotannolle asettamista vaatimuksista**

Helsingin alueella sähkönsiirrosta huolehtiva Helsingin Energian tytäryhtiö Helen Sähköverkko Oy:n ohjeet sähköntuotantolaitteiston liittämiseksi jakeluverkkoon (Helen Sähköverkko Oy 2009) ovat yksi esimerkki Suomessa tällä hetkellä vallitsevista käytännöistä suhtautumisessa hajautettuun sähköntuotantoon. Ohje koskee laitteita, jotka liitetään suoraan alle 110 kV:n jakeluverkkoon tai jotka liittyvät jakeluverkkoon epäsuorasti asiakkaan oman sisäisen verkon kautta. Ohjeet ovat samanlaiset riippumatta sähkön tuotantotavasta, eli siitä, onko kyseessä pyörivä generaattori vai suuntaajalaitteilla liitetty tuotanto. Ohjeiden tarkoituksena on taata sähkön laatu ja sähköturvallisuuden säilyminen.

Ohjeen mukaan yleisessä jakeluverkossa takajännitteiden syntyminen tulee olla estetty. Lisäksi yleisen jakeluverkon osa ei saa jäädä saarekekäyttöön jakeluverkonhaltijan tietämättä. Tuotantolaitteistot luokitellaan käyttöominaisuuksien mukaan viiteen luokkaan. Kahteen ensimmäiseen luokkaan (luokat 1 ja 2) kuuluvat tuotantolaitteistot, jotka käyvät erillään yleisestä jakeluverkosta. Näiden osalta on rinnankäytön esto tärkeää. Se toteutetaan automaattisesti tai mekaanisella kytkimellä. Kolmeen jälkimmäiseen luokkaan (luokat 3a, 3b ja 4) kuuluvat tuotantolaitteistot käyvät rinnan jakeluverkon kanssa. Luokassa 3a sähkönsiirto jakeluverkkoon päin tuotantolaitoksesta on estetty, muissa sallittu. Luokan 3b tapauksessa tuottaja ei saa korvausta jakeluverkkoon siirtyneestä sähköstä. (Helen Sähköverkko Oy 2009)

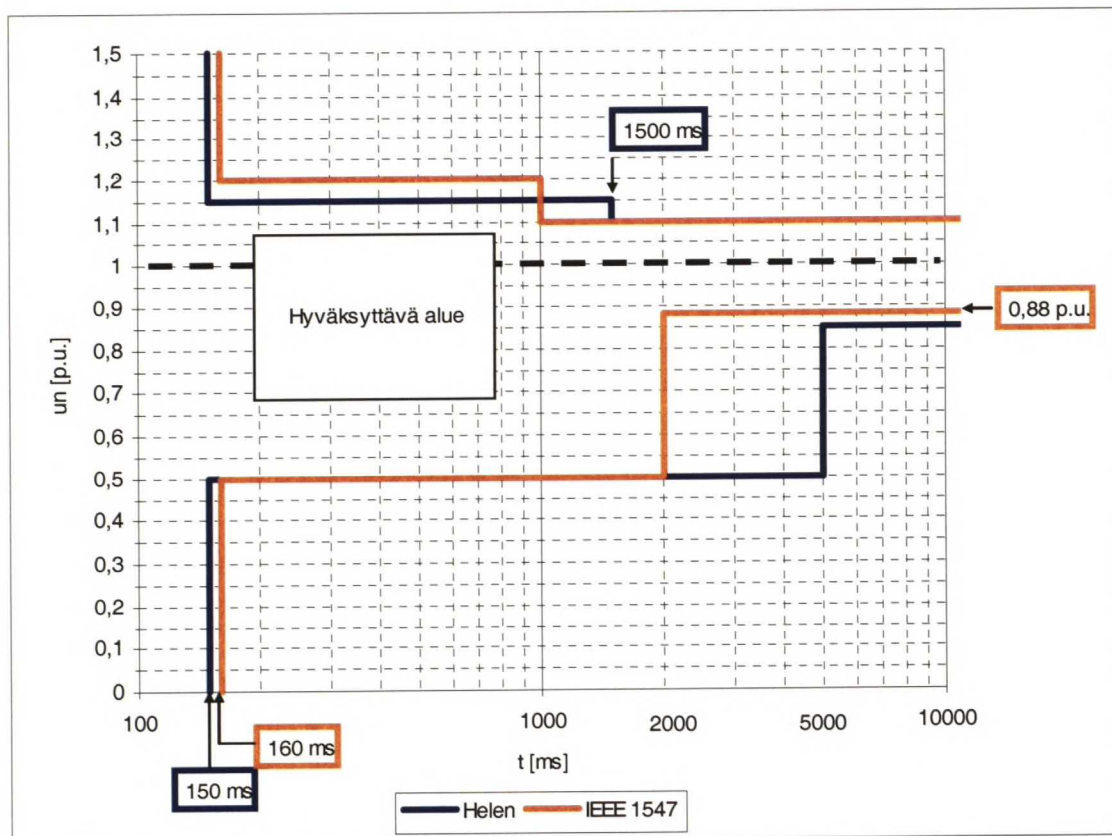
Luokan 3 laitteistojen tapauksessa liittymispisteessä jakeluverkon sähköisen jäykkyyden (verkon oikosulkutehon) on oltava vähintään 25-kertainen generaattorilaitteiston nimellistehoon verrattuna. Tämä ehto tarkoittaa toisaalta myös sitä, että generaattorilaitteiston liittäminen saa aiheuttaa korkeintaan 4 %:n jatkuvan jännitteen nousun (Kumpulainen *et al.* 2006). Kaikkien samaan liityntäpisteeseen liittyvien tuotantolaitosten yhtäaikaisten irtikytkeytyminen saa aiheuttaa korkeintaan 5 %:n jännitteenmuutoksen missä tahansa verkon osassa. Rinnankäytössä generaattorien tehokertoimen tulee olla vähintään

$\cos\varphi = 0,95$  (ind. tai kap.). Ohjeen mukaan yksinsyöttö, eli saarekekäyttö, tulee olla esitetty verkkosyötön katketessa. Yksinsyötön esto voidaan toteuttaa ohjeen mukaan esimerkiksi ROCOF-releellä ( $df/dt$ ), myötä-alijännitereleellä tai impedanssin muutosreleellä.

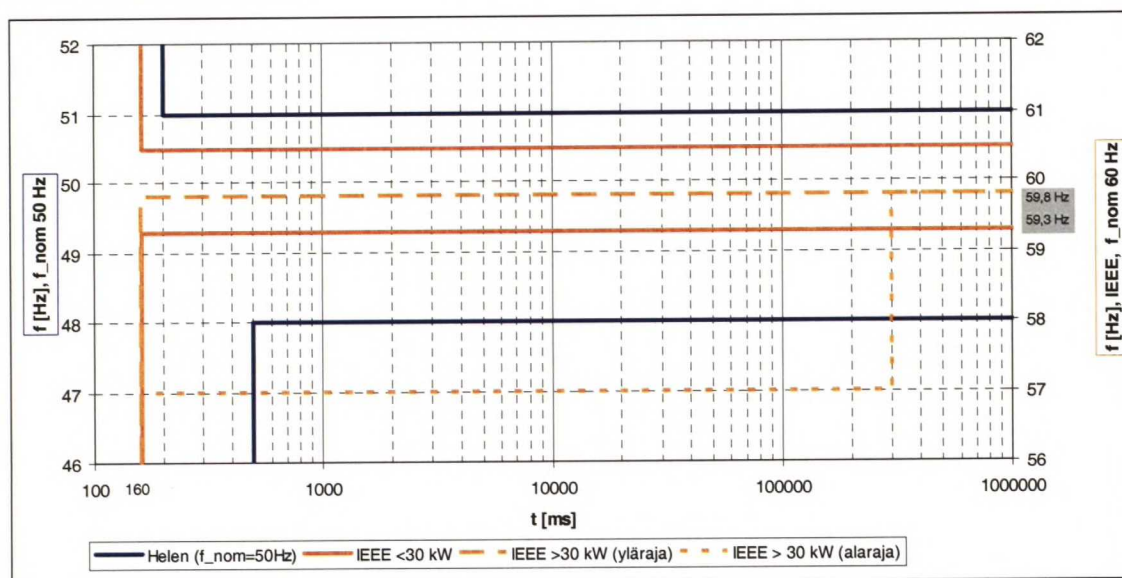
Ohjeessa suositellaan myös, että tapauksissa, joissa asiakkaan saarekekäyttökelpoisessa verkossa on pyöriviä generaattoreita sekä verkkokommutoivilla suuntaajilla liitettyä tuotantoa, vaihtosuuntaajalaitteistot eivät kytkeydy saarekekäyttötilanteissa rinnanajoon suoraan verkkoon liitetyn pyörivän generaattorin kanssa. (Helen Sähköverkko Oy 2009)

Kuvissa 6 ja 7 on vertailtu Helen Sähköverkko Oy:n ohjeen mukaisia hajautetun tuotannon suojarleen asetteluarvoja sekä standardin IEEE 1547 mukaisia arvoja yli- ja alijännitteiden sekä -taajuuksien osalta. Helen Sähköverkko Oy:n ohjeet noudattavat standardin EN 50438 mukaisia arvoja. Kyseinen standardi käsittelee pääosin alle 16 A/vaihe mikrotuotannon liittämistä pienjänniteverkkoon. Merkittävää on huomata, että ehdot kohdistuvat hajautetun tuotantolaitteiston ja yleisen jakeluverkon rajapintaa.





**Kuva 6.** Yli- ja alijännitteiden laukaisun raja-arvot ja kokonaistoiminta-aika Helen Sähköverkko Oy:n ja IEEE 1547-2003:n mukaan.



**Kuva 7.** Taajuuden laukaisun raja-arvot ja kokonaistoiminta-aika Helen Sähköverkko Oy:n ja IEEE 1547-2003:n mukaan. IEEE-standardissa yli 30 kW:n laitteistoille raja-arvot ja kokonaistoiminta-aika ovat säädettävissä kuvassa esitetyllä alueella alitaajuustapauksissa. Huomaa, että IEEE:n tapauksessa nimellistaajuus on 60 Hz (oikea pystyakseli).



### 3 HAJAUTETTU SÄHKÖNTUOTANTO JA SAAREKEVERKOT

#### 3.1 Hajautetun tuotannon kehitys

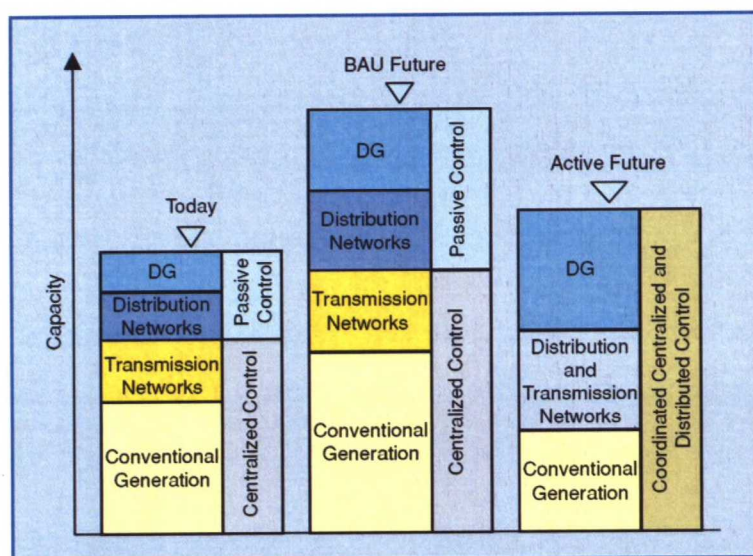
Hajautetulla sähköntuotannolla (*distributed generation, DG*) tarkoitetaan yleisesti suoraan jakeluverkkoon tai mittarin asiakkaan puolelle kytkettyä sähköntuotantoa. Joissain tapauksissa hajautetulle tuotannolle voidaan asettaa tehon yläraja. Ruotsin lainsäädäntö erottelee pienet alle 1500 kW:n tuotantoyksiköt ja Uudessa-Seelannissa hajautetuksi tuotantoyksiköksi katsotaan alle 5 MW:n yksiköt. Kuitenkaan hajautettua sähköntuotantoa ei virallisesti erikseen määritellä kaikkialla. Perinteisesti sähköntuotanto on tapahtunut pääosin suurissa, keskitetyissä yksiköissä. Hajautetun tuotannon keskeinen idea on sähköntuotanto lähempänä kulutuspistettä. Seuraavien vuosikymmenten aikana hajautetun tuotannon määrän uskotaan kasvavan merkittävästi niin Suomessa kuin muualla maailmassa. (Zobaa *et al.* 2006)

Hajautetun energiantuotannon hyötyinä voidaan nähdä energiaomavaraisuuden paraneminen ja fossiilisten polttoaineiden tarpeen väheneminen, etenkin kun hajautetussa tuotannossa käytetään uusiutuvia energianlähteitä. Lisäksi sähkönsiirron tarve pienenee, kun tuotanto tapahtuu lähellä kuluttajaa. Tämä vähentää siirtokapasiteetin kasvattamisen tarvetta.

Hajautettu sähköntuotanto muuttaa sähkönjakelun mallia, jossa perinteisesti sähkö on jaeltu säteittäisesti yhdestä suunnasta kuluttajille. Sähköverkko muuttuu aktiiviseksi ja useasta pisteestä syötetyksi. Muutos vaikuttaa jännitteen hallintaan ja verkon suojaukseen, jonka on useissa tapauksissa nähty hankaloituvan. Jakeluverkkoyhtiöissä ympäri maailmaa hajautetun tuotannon on monissa tapauksissa nähty ennemminkin lisäävän ongelmia kuin tuovan uusia mahdollisuuksia jakeluverkon käyttöön. Tämä johtuu osaltaan lainsäädännöstä ja määräyksistä, jotka eivät huomioi hajautettua tuotantoa (Cossent *et al.* 2009).

Hajautetun tuotannon mahdollisuuksien täysimittainen hyödyntäminen edellyttäisi viitteen (Djapic *et al.* 2007) mukaan hajautetun tuotannon sekä kysynnänhallinnan (DSM) täyttää integroimista verkon käyttöön (ks. kuva 8). Sen toteuttaminen vaatii tehokkaita

tietoliikenneyhteyksiä, ja se tekee järjestelmästä monimutkaisemman. (Kumpulainen *et al.* 2006)



**Kuva 8.** Jakeluverkon hallinnan tulevaisuusskenaariot. Aktiivisella verkon ohjauksella (active future) voidaan välttää investointeja lisäkapasiteettiin verrattuna nykyisenlaisen kehityksen jatkumiseen (BAU – Business As Usual future). (Kuvallähde: Djapic *et al.* 2007)

### 3.2 Verkon suojaus

Hajautetun tuotannon lisääminen jakeluverkkoon vaikuttaa verkon suojauksen toimintaan. Se on yksi syy sille, että verkko-operaattorit suhtautuvat varauksellisesti hajautettuun tuotantoon. Suojaus toteutetaan releillä tai pienjänniteverkoissa (kustannussyistä) sulakkeilla.

On olemassa tietyt yleiset periaatteet, joita sähköverkon suojauksen tulee noudattaa. Suojauksen tulee olla selektiivistä, mikä tarkoittaa, että vian tai häiriön seurauksena vain viallisen verkon osan suojaus toimii ja rajaa vian pois häiritsemästä muun verkon käyttöä. Toisaalta suojauksen on toimittava niin nopeasti, että vahingot jäävät mahdollisimman pieniksi. Lisäksi koko järjestelmän on oltava suojauksen piirissä, eli katvealueita ei saa esiintyä. Periaatteisiin kuuluu myös suojausjärjestelmän yksinkertainen rakenne sekä käyttövarmuus ja releiden koestettavuus. (Elovaara *et al.* 1999, Kumpulainen *et al.* 2006)



Jakeluverkkojen suojaus on suunniteltu toimimaan vain tilanteeseen, jossa tehon virtaussuunta on aina sama. Hajautetun tuotannon lisääminen kuitenkin mahdollistaa tehon virtaussuunnan vaihtumisen, ja sen vuoksi toimivan suojauksen toteuttaminen monimutkaistuu. Esimerkiksi keskijännitejohdolla oleva tuotantoyksikkö voi estää tai hidastaa suojauksen toimintaa, sillä yksikkö syöttää vikavirtaa, jolloin suojarieleen havaitsema vikavirta jää pieneksi, eikä rele välttämättä laukaise. Toisella johdolla olevan vian seurauksena yksikkö voi syöttää niin suurta vikavirtaa, että oman johdon suojaus laukeaa tarpeettomasti. Myös tuotantoyksikkö itse voi lauetta turhaan toisella johdolla tapahtuvan häiriön seurauksena. (Kumpulainen *et al.* 2006)

Keskeisenä ongelmakenttänä voidaan pitää hajautettua tuotantoa sisältävässä verkossa tehtäviä jälleenkytkentöjä. Näissä tapauksissa voi hajautettu tuotanto syöttää jälleenkytkennän jännitteettömänä (tai sellaiseksi tarkoitettuna) aikana vikavalokaarta ja näin saada jälleenkytkennän epäonnistumaan. Vastaavasti kiskovian yhteydessä kiskokatkaisijan lauettua voi tapahtua takasyöttö. Jännitteettömäksi tarkoitettuna aikana hajautettu tuotanto voi ajautua epätahtiin muun verkon kanssa, mikä voi aiheuttaa laitevaurioita, kun jälleenkytkentä tapahtuu. Lisäksi maasulkusuojaukselle aiheutuu muutostarpeita, ja myös oikosulkuvirrat muuttuvat. (Kumpulainen *et al.* 2006)

Pienjänniteverkkoon liitetyn hajautetun sähköntuotannon vaikutusta verkon suojauksen toimintaan on simuloitu viitteessä (Kumpulainen *et al.* 2006). Simuloitava jakeluverkko koostui kahdesta 20/0,4 kV:n muuntajalta lähtevästä AMKA-johtolähdöstä, joissa suojana oli molemmissa 63 A sulake. Toiselle johtolähdöstä kytketty tuotantoyksikkö oli tahtigeneraattori tai PWM-vaihtosuuntaajalla verkkoon liitetty tuotantoyksikkö. Simuloinnilla selvitettiin sulakkeen käyttäytymistä 1- ja 3-vaiheisen oikosulun tapahtuessa.

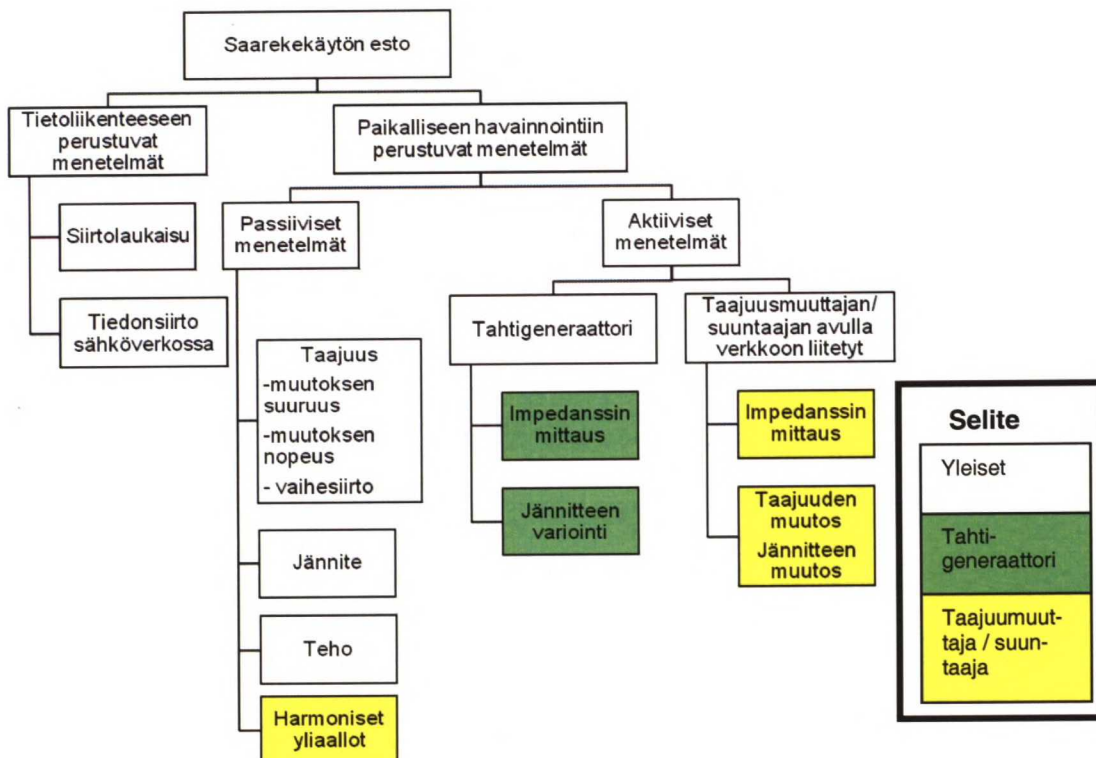
Tulosten mukaan hajautetun tuotannon vaikutuksesta sulakkeen toiminta-aika piteni selvästi. Vikapaikan ja tuotantoyksikön välisen johtopituuden sekä tuotantoyksikön syöttämän vikavirran kasvaessa sulakkeen toiminta-aika pitenee.

Simulointituloksissa yllättävimpänä raportissa pidetään vaihtosuuntaajan aiheuttamaa sulakkeen laukeamisen viivästymistä 3-vaiheisen oikosulun yhteydessä. Vaihtosuuntaaja pienentää sulakkeen läpi kulkevaa vikavirtaa simuloinnissa riittävästi sulakkeen toiminnan hidastumiseksi. Tämä on hyvä huomio, vaikka usein suuntaajilla verkkoon lii-

tettyjä tuotantoyksiköitä pidetään suojauksen kannalta helpompina niiden alhaisemman vikavirran syötön vuoksi. (Kumpulainen *et al.* 2006)

### 3.2.1 Saarekekäytön esto

Saarekekäytön estämistä pidetään keskeisenä hajautetun sähköntuotannon suojausongelmana (Kumpulainen *et al.* 2006). Saarekekäytön estosuojauksen tai eroonkytkentäsuojauksen (*Loss-of-Mains, LoM; anti-islanding*) toteutukset voidaan jakaa aktiivisiin ja passiivisiin menetelmiin. Niiden erona on se, että passiivisissa menetelmissä suojalaitte tarkkailee eri suureiden muuttumista, kun taas aktiivisissa suojalaitte aiheuttaa itse muutoksen ja tarkkailee verkon vastetta siihen. Aktiivisten menetelmien käyttö on selvästi passiivisia monimutkaisempaa. Lisäksi eri tuotantoyksiköiden aktiivisten suojausten pelätään häiritsevän toisiaan ja heikentävän sähkön laatua. Saarekekäytön estosuojausmenetelmien jaottelu on esitetty viitteen (Xu *et al.* 2004) mukaisesti kuvassa 9. (Kumpulainen *et al.* 2006)



**Kuva 9.** Saarekekäytön estomenetelmien jaottelu viitteen (Xu *et al.* 2004) mukaan.



Passiivisissa eroonkytkentäsuojauksen menetelmissä tarkastellaan jännitettä, virtaa, taajuutta tai joitain näistä johdettua suuretta. Yleisenä ongelmakohtana pidetään tilannetta, jossa syntyvässä saarekkeessa vallitsee tehotasapaino. Useilla eroonkytkentämenetelmillä ollaan tällöin suojauksen katvealueella. Toisaalta suojaus ei välttämättä osaa erottaa saarekkeen syntymistä muista verkossa esiintyvistä häiriöistä.

Yhtenä käytettynä eroonkytkentäsuojauksen menetelmänä on ROCOF-releiden käyttö, jossa rele tarkkailee taajuuden muutosnopeutta  $df/dt$  (*rate of change of frequency*). ROCOF-rele päättää taajuuden joko jännitteen nollakohtien avulla tai käyttää FFT (Fast Fourier Transform) -algoritmia. Menetelmä johtaa turhiin laukaisuihin heikoissa verkoissa, joissa taajuus heilahtelee. Eräänä tyypillisenä ROCOF-releen asetteluna mainitaan arvo 0,124 Hz/s (Kumpulainen *et al.* 2006). Lisäksi jopa samoilla asetteluilla varustetut eri valmistajien ROCOF-releet saattavat toimia samassa tilanteessa eri tavoin johtuen releiden erilaisista toiminta-algoritmeista. (Kumpulainen *et al.* 2006, Ten *et al.* 2008)

Toinen käytetty reletyyppi on jännitevektorin vaihesiirtymää tarkkaileva vector shift -rele. Verkossa tapahtuva vika näkyy jännitteen jakson siirtymisenä. Releen alkuperäisenä tarkoituksena on ollut havaita verkon viat nopeasti, minkä vuoksi sen käyttö hajautetun tuotannon saarekekäytön estossa johtaa usein tarpeettomiin laukaisuihin. Viitteessä (Kumpulainen *et al.* 2006) raportoidut simuloinnit osoittavat, kuinka vaikeaa omalla ja viereisellä lähdöllä tapahtuva vika on erottaa toisistaan taajuuden muutosnopeuden tai jännitevektorin vaihesiirtymän avulla. Tehotasapainotilanteessa tapahtuvan saarekkeen syntymisen simuloinnissa havaitaan puolestaan, että ROCOF-releen laukaisu tapahtuu viivästyneenä, sillä taajuuden muutosnopeus ei ole aluksi riittävän suuri releen kannalta. Kauempana tehotasapainosta voidaan havaita muutosnopeuden olevan nopeampi.

Kaikilla passiivisilla saarekekäytön estoon tähtäävillä menetelmillä on katvealue, jota voidaan yrittää pienentää tiukemmilla asetteluilla. Tämä johtaa kuitenkin suojalaitteen turhaan toimimiseen erilaisten verkkohäiriöiden yhteydessä. Aktiivisilla eroonkytkentäsuojausmenetelmillä voidaan yrittää pienentää katvealuetta. Esimerkiksi taajuusmuuttajan kyky havaita saarekekäyttötilanne perustuu laitteen kykyyn säätää syöttämäänsä jännitteen ja virran suuruutta tai taajuutta. Näiden suureiden muuttaminen on syötettävän verkon kannalta häiriö, jonka synnyttämää vastetta laite tarkkailee. Normaalitilan-

teessa esimerkiksi jakeluverkon vaste pysyy samana. Vasteen muuttuminen viittaa siihen, että taajuusmuuttajan kautta verkkoon liitetty tuotantoyksikkö on joutunut saarekekäyttöön. Käytännössä useat aktiiviset saarekekäytön estosuojauksen menetelmät käyttävät positiivista takaisinkytkentää. (Xu *et al.* 2004, Ye *et al.* 2004)

### 3.2.2 Hajautetun sähköntuotannon vaikutus vikavirtoihin

Sähkönjakeluverkkojen oikosulkukestoisuus kuvaa suurinta hyväksyttävää vikavirtaa, jonka verkon kytkinlaitteet kestävät ja jonka aiheuttamat termiset ja mekaaniset rasitukset muut verkon osat ja laitteet kestävät. Verkko suunnitellaan tietylle oikosulkuvirran tasolle. Hajautettu tuotanto ei saa muuttaa verkossa esiintyvää oikosulkuvirran tasoa suunniteltua oikosulkukestoisuutta korkeammaksi. Jännitteen- ja tehonsäädön ohella tämä on ratkaiseva rajoittava tekijä, kun hajautetun tuotannon liittämistä verkkoon suunnitellaan.

Standardissa IEC 60909 määritellään oikosulkuvirtojen laskenta erilaisissa tilanteissa ja lisäksi annetaan esimerkkejä. Standardi kuitenkin keskittyy tarkastelemaan sähköjärjestelmiä, joissa sähköntuotanto tapahtuu keskitetysti suurissa yksiköissä. Standardissa ei anneta ohjeita, kuinka keskikokoisten ja pienten hajautetun sähköntuotannon yksiköiden vaikutukset oikosulkuvirtoihin huomioidaan. (Boutsika *et al.* 2008)

Säteittäisessä sähköverkossa suurin oikosulkuvirta esiintyy käytännössä asemien kiskostoissa alajännitepuolella. Johtojen sarjaimpedanssi pienentää niillä esiintyviä oikosulkuvirtoja. Kuitenkin verkkoon lisättyjen hajautetun tuotannon yksiköiden vaikutus oikosulkuvirtaan ei pienene yhtä voimakkaasti, sillä niiden sisäinen impedanssi on suuri verrattuna johtojen impedanssiin. (Boutsika *et al.* 2008)

Kun hajautettu tuotanto otetaan huomioon, saadaan oikosulkuvirtataso laskemalla syöttävän verkon ja hajautetun tuotannon maksimivikavirtojen vektorisumma. Hajautetun tuotannon yksiköt syöttävät generaattorin tyypistä riippuen erilaisia vikavirtoja. (Boutsika *et al.* 2008)

Tahtigeneraattorien oikosulkuvirtojen laskeminen tapahtuu suoraan standardin IEC 60909 mukaisesti. Standardissa esitetään myös korjauskertoimien käyttö impedansseille, millä kompensoidaan oikosulkuvirtojen laskemisessa tehtävät yksinkertaistukset.



Kun hajautettua tuotantoa liitetään sähköverkkoon, määritellään usein rajat tehokertoimelle. Esimerkiksi jännitteen säädön ja verkkohäviöiden vuoksi tehokerroin rajataan usein alueelle 0,95 ind ... 0,95 kap. Tahtigeneraattorin tehokerroin ( $P/S$ ) saattaa poiketa tästä (esim. 0,8–0,85 ind). (Boutsika *et al.* 2008)

Epätahtigeneraattorien syöttämä oikosulkuvirta määräytyy pääosin tahtigeneraattoreiden tapaan. (Boutsika *et al.* 2008)

Kuten jo aiemmin on jo todettu, kaksoissyötetyissä epätahtigeneraattoreissa (DFIG) taajuusmuuttaja on kytketty roottoriin ja mitoitettu 20...30 prosenttiin generaattorin nimellisestä tehosta. Näin ollen generaattorin staattorivirta on määräävä tekijä vikavirran osalta. Tehoelektroniikalla toteutettu ns. *crowbar* oikosulkee generaattorin roottorin navat taajuusmuuttajan suojelemiseksi ylijännite- ja ylivirtatilanteissa, jotka ylittävät taajuusmuuttajan kestäkyvyn. DFIG:n vaste oikosulkutilanteessa riippuu roottorinpuoleisen tasasuuntaajan ohjauksesta, ylikuormituskyvystä ja *crowbar*-suojauskeinojen toiminnasta. Yleisesti voidaan arvioida, että DFIG toimii oikosulkutilanteessa tavallisen epätahtigeneraattorin tavoin. (Boutsika *et al.* 2008)

Vikatilanteissa etenkin suurten tuulivoimalayksiköiden ja tuulipuistojen tulee täyttää useissa maissa kantaverkkoyhtiön tai yleisesti verkonhaltijan asettamat ns. ride-through-vaatimukset. Tällä tarkoitetaan sitä, että vikatilanteessa jännitteen pudotessa tuulivoimalan verkkoonliityntäpisteessä tuulivoimalan on pysyttävä kytkeytyneenä verkkoon määritellyn ajan. Aikaisemmin (ja nykyään) pienemmillä tuotantoyksiköillä vaatimus oli, että mahdollisessa vikatilanteessa voimala irtoaa verkosta. (Boutsika *et al.* 2008)

DFIG voi toteuttaa ride-through-vaatimukset siten, että staattori irrotetaan verkosta muutaman verkkojakson jälkeen, mutta roottoriin kytketty taajuusmuuttaja pysyy toiminnassa ja pitää roottorin magnetoituna. Kun vikatilanne on ohi ja jännite palaa, generaattori synkronoidaan verkkoon ja se voi jatkaa toimintaansa. Ennen staattorin irtoamista verkosta DFIG:n syöttämä vikavirta voi saavuttaa arvon 5 p.u., mikä vastaa tavallisen epätahtigeneraattorin syöttämää vikavirtaa. (Boutsika *et al.* 2008)

Joissain DFIG-malleissa käytetään nopeita staattorikytkimiä, jotka toimivat jo ensimmäisen puolijakson aikana vian syntymisestä. Tällöin tuuliturbiinin kyky syöttää oikosulkuvirtaa alenee huomattavasti. (Boutsika *et al.* 2008)

Kokonaan taajuusmuuttajan tai suuntaajan avulla liitetyt tuotantoyksiköt käyttäytyvät vikatilanteessa suuntaajan määrittämällä tavalla riippumatta siitä, kuinka sähkö tuotetaan. Nopea virran hallinta ja suuntaajien rajoitettu kyky tuottaa ylivirtoja aiheuttavat sen, että tällaisten tuotantoyksiköiden tuottama vikavirta ei ylitä yleisesti ottaen arvoa 2 p.u. Vikavirransyöttökyky poikkeaa siis epätahtigeneraattoreista. (Boutsika *et al.* 2008)

### 3.3 Sähköntuotanto saarekeverkoissa

Muusta sähköverkosta erillään olevia saarekeverkkoja on olemassa syrjäseuduilla sekä maantieteellisillä saarilla. Perinteisesti sähköenergia tällaisissa verkoissa on tuotettu keskitetysti dieselgeneraattoreilla. Fossiilisten polttoaineiden hinnan kallistuminen, mahdolliset saatavuusongelmat ja huoltovarmuus sekä ilmastonsuojelulliset näkökohdat ovat lisänneet kiinnostusta hybridijärjestelmiin eli dieselin korvaamiseen ainakin osittain uusiutuvilla energianlähteillä. Mahdollisia teknologioita ovat aurinkosähkö, pienvesivoima ja tuulivoima.

Uusiutuvan energianlähteen saatavuus, esimerkiksi tuulen nopeus, vaihtelee, mikä luo usein hybridijärjestelmissä tarpeen energiavarastojen käyttöönotolle. Usein ratkaisuna on akuston käyttö, mutta varsinkin nopean tehoreservin kannalta vauhtipyörä (*flywheel*) on vartenotettava vaihtoehto.

On myös alueita, joilla paikallisen jakeluverkon yhteys laajempaan sähköverkkoon on heikko, ja verkko saattaa joutua toimimaan esimerkiksi vikatilanteissa saarekkeena.

Taulukossa 4 on lueteltu tanskalaisen Risø-laboratorion *Isolated Systems With Wind Power* -raportin (Lundsager *et al.* 2001) mukainen tuulivoimaa sisältävien sähköverkkojen luokittelu ja kullekin luokalle tyypillinen tuuliturbiinin nimellisteho. Raportin mukaan maailmalla on olemassa useita satoja saarekejärjestelmiä, joissa hyödynnetään tuulienergiaa. Useat tällaisista järjestelmistä liittyvät erilaisiin tutkimusprojekteihin.

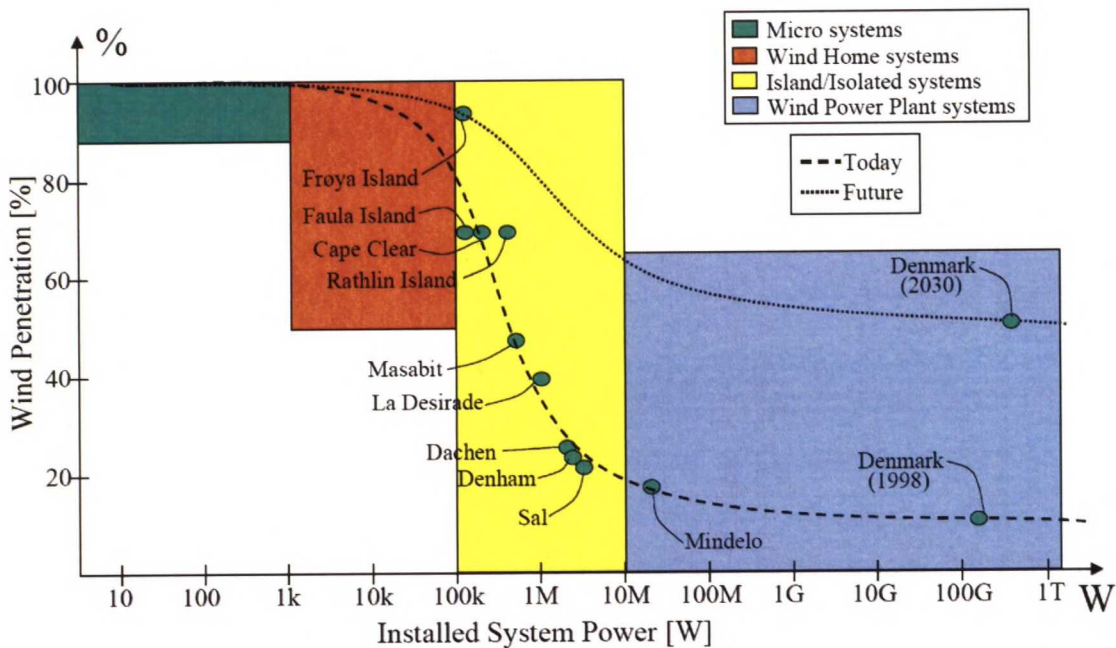
Kuvassa 10 on esitetty samassa raportissa tarkasteltujen hybridijärjestelmien tuulienergiapenetraation (tuulivoimalla tuotetun energian suhde koko järjestelmän energian tarpeeseen, yleensä vuosikeskiarvo) ja järjestelmän kapasiteetin välinen riippuvuus. Kuvassa selvästi näkyvä tuulivoimapenetraation pieneneminen järjestelmän koon kasvaes-



sa johtuu mm. siitä, että korkealla penetraatiotasolla tarvitaan energiavarastoja, ja myös siitä, että tuulivoiman tuotannonvaihtelujen mahdollisesti aiheuttamat ongelmat muulle järjestelmälle johtavat usein varovaiseen toimintatapaan. Samassa kuvassa on myös esitetty mahdollinen tilanne tulevaisuudessa. Ennuste perustuu norjalaisen Frøyan saaren sähköjärjestelmään, jolla tutkitaan mahdollisimman korkeaa tuulivoiman osuutta sähköntuotannossa, ja Tanskan viralliseen tuulivoimatavoitteeseen vuodelle 2030. (Lundsager *et al.* 2001)

**Taulukko 4.** Sähköjärjestelmän koko ja tyypillinen tuuliturbiini järjestelmässä. (Lundsager *et al.* 2001)

Järjestelmään asennettu teho	Kategoria	Tuuliturbiinin kapasiteetti
< 1 kW	Micro systems	< 1 kW
1 kW...100 kW	Wind home systems	1 kW...50 kW
100 kW...10 MW	Island/Isolated systems	100 kW...1 MW
> 10 MW	Wind Power Plant systems	> 500 kW (useita)



**Kuva 10.** Sähköjärjestelmän koko vs. tuulivoimapenetraatio. (Kuvälähde: Lundsager *et al.* 2001)

Kun tuulivoiman osuus kulutetusta energiasta kasvaa, myös järjestelmän hallinnalle syntyy lisävaatimuksia. Tuulivoiman penetraatiotasoa voidaan tarkastella hetkellisesti, jolloin tuulivoiman tuotantotehoa verrataan kuormaan, tai keskiarvoisesti, jolloin (kuten

edellä) tuulivoimalla tuotettua energiamäärää verrataan kulutettuun energiamäärään tietyn ajanjakson (vuosi, kuukausi) aikana.

Tuulivoima–diesel-järjestelmille on ehdotettu taulukossa 5 esitettävää luokittelua tuulivoiman penetraatiotason mukaan. Luokittelu ei ole täysin tarkka tai ehdoton, mutta se tuo esille tiettyjä erityispiirteitä ja näkökohtia. Taulukossa esitetty tuulivoimapenetraation hetkellinen huippuarvo tarkoittaa tuulivoiman tuotantotehon (kW) ja samanaikaisen primäärikuorman (kW) suhteen maksimiarvoa. Vuosikeskiarvolla taas tarkoitetaan tuulivoimalla vuodessa tuotetun energiamäärän (kWh) ja primäärikuorman kuluttaman energiamäärän (kWh) suhdetta. Erityisesti korkealla penetraatiotasolla tuulivoiman tuotanto ylittää hetkellisen tehonkulutuksen tai jopa vuosittaisen energiankulutuksen. Tällaisissa järjestelmissä dieselgeneraattorien hallintajärjestelmät eivät yksinään riitä, vaan tarvitaan myös muita hallintajärjestelmiä. (Baring-Gould *et al.* 2009)

**Taulukko 5.** Tuulivoimaosuuden ehdotettu luokittelu tuuli–diesel-järjestelmässä. (Baring-Gould *et al.* 2009)

Penetraatiotaso	Tuulivoiman osuus	
	Hetkellinen huippuarvo	Vuosikeskiarvo
Matala	< 50 %	< 20 %
Keskitaso	50 %...100 %	20 %...50 %
Korkea	100 %...400 %	50 %...150 %

Matalan penetraatiotason tuuli–diesel-sähköjärjestelmät ovat suhteellisen yleisiä maailmalla. Esimerkiksi useat Kreikan saarien itsenäiset saarekeverkot kuuluvat tähän kategoriaan. Pienempiä sovelluksia on olemassa mm. Alaskassa. Nykyaikaisten dieselgeneraattorien hallintajärjestelmät riittävät usein matalan penetraatiotason sähköjärjestelmien hallintaan. Jos kyseessä on vanhempia dieselgeneraattoreita, tuulivoiman osuuden täytyy jäädä pienemmäksi. Tietyissä tilanteissa tuulivoiman tuotantoa voidaan rajoittaa pysäyttämällä yksittäisiä tuuliturbiineja, jotta dieselgeneraattorien hallintajärjestelmä riittää säilyttämään verkon stabiiliuden. (Baring-Gould *et al.* 2009)

Kun tuulivoiman osuus hetkellisestä tehosta kasvaa yli 50 prosenttiin, vaaditaan järjestelmältä monimutkaisempaa hallintaa kuin matalalla penetraatiotasolla. Yleensä dieselgeneraattoreita ei tulisi käyttää kuormalla, joka on alle 40 %...50 % generaattorin nimellistehosta. Tätä pienemmällä kuormituksella dieselgeneraattorin taajuuden ja tehon sää-

tökyky heikkenee. Yhtenä mahdollisuutena olisi luonnollisesti käyttää useita pienempiä dieselgeneraattoreita yhden suuren sijaan, mutta tämä vaatii uusia investointeja. Viitteessä (Baring-Gould *et al.* 2009) on lueteltu seuraavat vaihtoehdot, joilla sähkön laatu pidetään korkeana.

- a) Tuuliturbiinien alassäädön mahdollistaminen
- b) Järjestelmän kokonaiskuorman kasvattaminen ”apukuormalla” (esim. suolanpoisto merivedestä)
- c) Hallittavat kuormat, joilla tasoitetaan tuulivoiman tuotantopiikkejä (taajuuden hallinta)
- d) Kehittyneen tehoelektroniikan ja tuuliturbiinin säädön käyttö, jotta tuuliturbiinista saadaan ohjearvon mukainen teho
- e) Elektroniikkaa dieselgeneraattorin hallintaan, mikä mahdollistaa toimimisen myös pienellä kuormalla ja pienentää vasteaikaa

Markkinoilla olevat dieselgeneraattorit, jotka kykenevät toimimaan alle 10 %:n nimellisellä kuormalla, toimivat lisäksi pyörivänä reservinä.

Tuulivoiman osuuden noustessa korkeaksi on järkevää, että kaikki dieselgeneraattorit voidaan tarvittaessa kokonaan ajaa alas. Tehotasapainon ja taajuuden säilyttämiseksi erityisesti hallittavat kuormat ovat tärkeässä asemassa. Tässä yhteydessä tulevat myös esiin energiavarastot, kuten akustot ja vauhtipyörät. Myös sähkön kulutuksen ohjauksella (*demand side management*) on merkitystä, tästä ovat esimerkkinä mm. lämmitysjärjestelmät. Kokonaistaloudellisuuden kannalta on hyvä, jos kaikki tuotettu energia voidaan jollain tapaa käyttää hyödyksi. Kylmissä ilmastoissa luonnollinen käyttötapa on esimerkiksi lämmitys. Lämpimän ilmaston käyttökohteiksi kirjallisuudessa mainitaan mm. vedenpuhdistus ja suolanpoisto (Katsaprakakis *et al.* 2009). (Baring-Gould *et al.* 2009)

Tuulivoiman osuuden kasvaessa sähköjärjestelmän hallinta monimutkaistuu ja siihen vaadittavat investoinnit lisääntyvät. Kuitenkin suuremmalla tuulivoiman tuotannolla voidaan vähentää dieselin kulutusta ja näin vähentää polttoainekustannuksia. Myös die-



selgeneraattorien huolto- ja ylläpitokustannukset voivat pienetä. Energiaomavaraisuuden parantaminen on myös monilla vaikeapääsyisillä seuduilla merkittävä tekijä.

### 3.3.1 Microgrid

Viime vuosina on tehty runsaasti tutkimusta liittyen ns. microgrid-konseptiin. Microgridilla tarkoitetaan (jakelu)verkkoa, johon on kytketty hajautetusti pieniä generaattoreita, joita käytetään yhtenäisenä yksikkönä. Microgridin keskeisiin ominaisuuksiin kuuluu, että se kykenee irtautumaan itsenäiseksi saarekkeeksi muusta sähköverkosta aina tarvittaessa, esimerkiksi verkon häiriötilanteissa, ja myös liittymään takaisin synkronikäyttöön muun sähköverkon kanssa. Tämä on haastava tavoite.

Microgridilla voisi olla mahdollista toteuttaa paikallinen jännitteen kontrollointi, ja mm. tästä syystä se saattaa olla jakeluverkonhaltijan kannalta yksinkertaisempi vaihtoehto kuin tavanomaisesti jakeluverkkoon liitetty pienimuotoinen hajautettu sähköntuotanto. Keskeisenä ajatuksena on asiakkaan sähkön laadun paraneminen mm. vähentyneiden keskeytysten myötä. (Barnes *et al.* 2007)

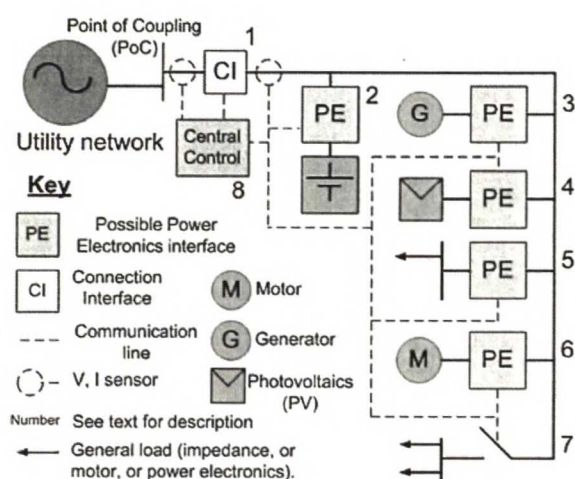
Microgridin tulee säilyttää stabiilius ja täyttää verkolle asetetut vaatimukset niin verkkoon kytkettynä ja saarekekäytössä kuin myös siirryttäessä käyttötilanteesta toiseen. Tavanomaiseen sähkönjakelujärjestelmään verrattuna näiden vaatimusten toteuttaminen vaatii lisää laitteistoja ja myös ohjelmistoja. Järjestelmän tulee kyetä sopeutumaan nopeisiin tehotasapainon muutoksiin eli absorboimaan ylimääräinen energia ja tarvittaessa syöttämään lisää energiaa mm. energiavarastoista.

Tehoelektroniikan, eli esimerkiksi taajuusmuuttajan tai vaihtosuuntaajan avulla verkkoon liitetyt tuotantoyksiköt mahdollistavat suuremman ja myös nopeamman ohjattavuuden. Suojauksen kannalta siirtyminen saareketilaan muuttaa mm. vikavirtatasoja, mikä aiheuttaa tarpeen myös suojauksen sovittamiseksi kuhunkin käyttötilaan (Kumpulainen *et al.* 2006). (Barnes *et al.* 2007)

Tuotantoyksiköiden hallinta microgridissa voidaan toteuttaa joko keskitetysti tai hajautetusti. Keskitetty hallinta voi tarkoittaa sitä, että hallintayksikkö mittaa ja näytteistää microgridin tilamuuttujia ja antaa nopeiden tietoliikenneyhteyksien välityksellä käskyjä

tuotantoyksiköille. Toisaalta verkossa voi olla myös hallitseva fyysinen tuotantoyksikkö, jonka säätö pitää koko verkon taajuuden ja jännitteen stabiilina eri tilanteissa.

Hajautetussa hallinnassa kukin sähköä tuottava yksikkö tarkkailee paikallista jännitettä ja taajuutta, joiden perusteella se säätää omaa toimintaansa. Jotta verkon pysyy stabiilina, on säädön oltava riittävän nopeaa. Tämä saavutetaan parhaiten tehoelektroniikan avulla. Kuvassa 11 esitetystä micogridissa hallinta on toteutettu keskitetysti. Järjestelmässä valtaosa tuotannosta ja kulutuksesta on liitetty verkkoon tehoelektroniikan avulla. (Barnes *et al.* 2007)



**Kuva 11.** Esimerkki mahdollisesta microgrid-järjestelmästä (Kuvälähde: Barnes *et al.* 2007). Nopea energiavarasto on merkitty kuvassa numerolla 2.

Microgrid-järjestelmiä on käytännössä toteutettu useiden tutkimushankkeiden yhteydessä eri puolilla maailmaa. Järjestelmät poikkeavat toisistaan monin tavoin, mutta useimmissa verkon tilan hallinta on toteutettu keskitetysti. Microgrid-järjestelmien koko vaihtelee kymmenistä kilowateista muutamaan megawattiin. Tutkimusprojekteja ja demonstraatiota on meneillään edelleen useita, mm. EU:n More Microgrids -projekti. Microgridin toteutuksen kustannukset voivat kuitenkin olla saavutettaviin hyötyihin nähden korkea, mikä voi olla este konseptin yleistymiselle (Kumpulainen *et al.* 2006). (Barnes *et al.* 2007)

### 3.3.2 Tuuli–diesel-hybridiverkot

Hyvä tuuli–diesel-järjestelmä tuottaa energiaa luotettavasti, pyrkii vähentämään dieselin tarvetta sekä kykenee pitämään sähkön laadun riittävän hyvänä. Dieselgeneraattoreihin tukeutuvia pieniä sähköverkkoja on maailmassa runsaasti. Niille on tyypillistä, että dieselgeneraattorijärjestelmiä (*gensets*) on yksi tai muutamia. Sähköjärjestelmän hallinta tapahtuu melko yksinkertaisesti dieselgeneraattorin nopeudensäätimen ja jännitteensäätimen avulla. Generaattorin tehon säätö riittää usein taajuuden hallintaan, kuten myös jännitteen säätö magnetoinnin avulla. (Ackermann 2005, s. 302-329)

Tuuli on energianlähteenä vaihteleva. Sen vuoksi koko sähköjärjestelmä ei voi perustua pelkästään tuulivoiman tuotantoon. Saarekejärjestelmissä tuulivoiman tuotantoa voidaan joutua rajoittamaan maksimiarvostaan. Tuulivoiman osallistumista esimerkiksi taajuuden säätöön rajoittaa se, että tuuliturbiini ei voi lisätä tuotantoa, jos tuulen nopeus ei kasva. Tuulivoiman osuudelle sähköjärjestelmässä muodostuu siis yläraja. Lisäksi täytyy huomioida vaatimukset siitä, että edelleen etenkin pienten tuulivoimaloiden täytyy kytkeytyä irti verkosta häiriötilanteessa, esimerkiksi jännitteen laskun seurauksena. (Fesquet *et al.* 2003)

Tuulivoiman osuutta rajoittavat parametrit voidaan ryhmitellä kolmeen luokkaan: tuuliturbiiniin, sähköverkkoon ja verkkoon kytkeytymiseen liittyviin parametreihin. (Fesquet *et al.* 2003)

Tuuliturbiiniteknologia vaikuttaa luonnollisesti siihen, miten tuuliturbiini käyttäytyy esimerkiksi häiriötilanteissa. Loistehon kompensointiin liittyvät kysymykset ovat myös turbiiniteknologian osa. Keskeistä on myös käytetty ohjausstrategia, eli voidaanko käyttää ylös- tai alassäätöä tai loistehon säätöä. (Fesquet *et al.* 2003)

Sähköverkkoon liittyvistä tekijöistä yksi on verkon maantieteellinen sijainti. Tämä vaikuttaa ratkaisevasti käytettävissä olevaan tuuliresurssiin ja myös sen jakautumiseen mahdollisten tuulivoimalaitosten sijoittelupaikkojen kesken. Sähköverkon vahvuus, sen koko ja rakenne, vaikuttavat sähkönsiirron pullonkaulojen syntyyn ja oikosulun tai muiden vikojen seurauksiin. Muun verkossa olevan sähköntuotannon ominaisuudet tulee myös huomioida. Kuorman muutokset lyhyellä ja pitkällä aikavälillä on tunnettava riit-



tävän hyvin. Verkko-operaattori asettaa verkon käytölle myös vaatimuksia, jotka on toteutettava. (Fesquet *et al.* 2003)

Verkkoonliityntä vaikuttaa yksinkertaisesti jo jännitetason kautta. Lisäksi suojauslaitteet ja -asetukset ovat merkittävä tekijä. Asetteluissa huomioidaan se, että saarekeverkoissa esimerkiksi taajuusheilahtelut ovat voimakkaampia. (Fesquet *et al.* 2003)

Artikkelissa (Fesquet *et al.* 2003) tarkastelussa on epätahtigeneraattorien käyttäytymisen jännitekuopan syntyessä siirtojohdon oikosulun seurauksena. Oikosulun aikana epätahtigeneraattorien jättämä kasvaa, mikä puolestaan johtaa suurempaan loistehon tarpeeseen oikosulun poistuttua. Loistehon kasvanut kulutus taas hidastaa jännitteen palautumista tavoitearvoonsa. Kun verrataan tilanteita, joissa tuuliturbiinien kokonaistuotanto on sama, mutta toisessa tuuliturbiinien kapasiteetti on huomattavasti suurempi (eli alempi toimintapiste) havaitaan ero: jännitteen palautuminen tapahtuu nopeammin, kun tuuliturbiinien kapasiteetti on suurempi. Päätelmä on, että maksimitoimintapiste on epäedullinen verkon stabiiliuden kannalta. (Fesquet *et al.* 2003)

Artikkelissa (Katiraei *et al.* 2008) käsitellään suunniteltua saarekekäyttöön siirtymistä. Artikkelin taustalla ovat mm. kanadalaisten kokemukset tiettyjen alueiden verkkojen siirtymisestä saarekekäyttöön (Hydro Quebec). Saarekekäyttöön voidaan siirtyä suunnitellusti esimerkiksi syöttävän verkon huoltotöiden ajaksi. Tällöin toimitaan yleensä niin, että saarekkeeksi jäävään verkkoon kytketään ohjattavia hajautetun tuotannon yksiköitä jo ennen syöttävästä verkosta irrottamista. Näiden yksiköiden tehtäväksi jää huolehtia tehotasapainosta ja jännitteestä. (Katiraei *et al.* 2008)

Saarekekäyttöön voidaan siirtyä myös odottamattomissa tilanteissa, esimerkiksi syöttävän verkon vian seurauksena. Siirtyminen onnistuu, jos paikalliset tuotantoyksiköt onnistuvat stabiloimaan taajuuden ja jännitteen sekä tuottamaan kuormalle riittävästi tehoa niin, että käyttökatkosta ei esiinny. On mahdollista, että saarekkeeksi siirtyminen aiheuttaa suuria transientteja, joiden seurauksena suojaustoimenpiteet aiheuttavat käyttökatkoksen. Tässä tilanteessa voidaan saarekejärjestelmän toiminta palauttaa ennalta määritellyin toimenpitein. (Katiraei *et al.* 2008)

Saarekekäyttöön siirtymisen toteuttaminen vaatii sitä, että saarekkeen tuotantoyksiköillä on riittävästi kapasiteettia ja jännitteen sekä taajuuden säätöön tarvittavat laitteistot.

Nämä vaatimukset eivät ole tyypillisiä hajautetun tuotannon yksiköille, joiden yleensä odotetaan kytkeytyvän irti saareketilanteen syntyessä. Myös saarekkeen synkronointi verkkoon vaatii suunnittelua. (Katiraei *et al* 2008)

Esimerkiksi kanadalaisella BC Hydron Boston Bar -sähköasemalla on toteutettu saarekekäyttöön siirtymisen mahdollistavat muutokset. Kun syöttävän verkon pääkatkaisija aukeaa, siirtyy tieto radion tai puhelinverkon välityksellä jakeluverkossa olevan tuotantoyksikön haltijalle. Tuotantoyksiköiden ohjausta ja verkon suojausparametreja muutetaan saareketilannetta vastaaviksi. Tämän BC Hydron järjestelmän hallittu saarekekäyttöön siirtyminen on kasvattanut järjestelmän luotettavuutta ja taloudellista hyötyä paikalliselle sähköntuottajalle. (Katiraei *et al.* 2008)

Useiden hajautetun tuotannon yksiköiden käyttö saarekkeessa monimutkaistaa tilannetta verrattuna siihen, että tuotantoyksiköitä olisikin vain yksi. Monissa tapauksissa yksi tuotantoyksikkö ei riitä kaikissa tilanteissa koko saarekeverkon tarpeisiin, sillä minimi- ja maksimikuorman ero saattaa olla suuri. Kyseessä oleva saarekealue saattaa olla esimerkiksi sähköaseman alapuolella oleva pitkä jakelujohto. Uusiutuviin energiamuotoihin perustuvien hajautetun tuotannon yksiköiden ominaisuuksiin kuuluu tuotannon vaihtelevuus. Useiden tuotantoyksiköiden käyttö kasvattaa reservitehoa ja toisaalta mahdollistaa jakelun suuremmalle alueelle. Toisaalta ohjaus ja operointistrategiat monimutkaistuvat. (Katiraei *et al.* 2008)

Saarekeverkkojen suunnittelu on perinteisesti johtanut melko keskittyneisiin sähköntuotannon ratkaisuihin, joissa käytetään myös paljon varakapasiteettia ja usein myös energiavarastoja jännitteen sekä taajuuden hallintaan. Järjestelmä on usein hintava. Kun kyseessä on verkko, joka joutuu saarekekäyttöön vain harvoin, perinteiset ratkaisut ovat kalliita. (Katiraei *et al.* 2008)

Artikkelissa esitetään kahta säätöstrategiaa saarekekäyttöön siirtymisessä. Ensinnäkin master-slave-metodissa yhden hajautetun tuotannon yksikön ohjausta muutetaan saarekkeeseen siirtymisen yhteydessä. Tämä yksikkö säätää jännitettä ja taajuutta. Muiden tuotantoyksiköiden ohjaus säilyy samana kuin verkkoon kytketyssä tilassa.



Toisena vaihtoehtona esitetään aktiivista kuormanjakoa. Siinä saarekkeeksi siirtyminen muuttaa kaikkien yksiköiden ohjausta. Jännitteen ja taajuuden säätö on kuormitusriippuvaista. (Katiraei *et al.* 2008)

### 3.4 Energiavarastot

Sähköenergian laajamittainen varastointi on perinteisesti nähty ongelmallisena. Uusiutuvien energianlähteiden käyttö kuitenkin tarkoittaa sitä, että sähköön tuotannon ja kulutuksen hetkellinen tasapaino on vaikeammin saavutettavissa. Kirjallisuudessa esiintyy useita sähköenergian varastointiin pyrkiviä ratkaisuja. Niihin kuuluvat akustot ja lupaavana teknologiana vauhtipyörät. Lisäksi on ehdotettu mm. vesisäiliöiden ja paineilma-varastojen käyttöä.

Akut varastoivat energian sähkökemiallisessa muodossa. Ne toimivat tasavirralla, joten niiden soveltaminen vaihtosähköjärjestelmässä edellyttää tasa- ja vaihtosuuntaajien käyttämistä. Lisäksi niiden hyödyntäminen energiavarastoina vaatii hyvää lataus- ja purkausprosessin hallintaa, sillä muuten niiden suorituskyky heikkenee. Akkuteknologia kehittyy, mutta edelleen lyijyakkuja pidetään hinnan ja energianvarastointikyvyn suhteeltaan edullisimpana. (Patel 2006)

Vauhtipyörä (engl. *flywheel*) varastoi sähköenergian pyörivän massan kineettiseksi energiaksi. Vauhtipyörän käyttö sähköenergian varastona on tullut mahdolliseksi ja kannattavaksi mm. materiaalien ja tehoelektroniikan kehittymisen myötä. Nykyaikaiset komponentit, kuten IGBT, mahdollistavat vauhtipyörän käytön suurilla tehoilla samalla kun tarvittavan tehoelektroniikan vaatima tila jää itse vauhtipyörää vähäisemmäksi. Myös magneettisen laakeroinnin kehittyminen on tehnyt vauhtipyörästä entistä kilpailukykyisempiä, sillä kitkahäviöt pienenevät. (Bolund *et al.* 2007, Patel 2006)

Vauhtipyörän etuina voidaan pitää esimerkiksi akkuihin verrattuna seuraavia asioita:

- a) suuri energianvarastointikyky suhteessa tilavuuteen ja massaan
- b) suuri huipputehokapasiteetti
- c) kapasiteetin säilyminen riippumatta energianpurkausten suuruudesta tai taajuudesta



- d) varastoitu energiamäärä helposti mitattavissa pyörimisnopeuden perusteella
- e) ei säännöllistä huoltotarvetta
- f) lyhyt latausaika
- g) teknologian skaalattavuus ja sijoittelun vapaus
- h) ympäristöystävällisyys (materiaalit), pienet ympäristövaikutukset

Vauhtipyörän pyörittämä generaattori on tyypiltään kestopagneettigeneraattori. Koska vauhtipyörään varastoitu energia on verrannollinen pyörimisnopeuden neliöön, toimii generaattori varastoidusta energiamäärästä riippuen eri taajuuksilla. Tämän vuoksi tarvitaan taajuusmuuttaja generaattorin ja verkon väliin. IGBT-komponentteihin perustuvat pulssinleveysmodulaatiota (PWM) käyttävät taajuusmuuttajat ovat yleinen ratkaisu. IGBT:n etuina ovat korkea jännitekestoisuus ja nopea kytkentätaajuus sekä se, että ne ovat itsekommutoivia (ei verkkokommutoivia). (Bolund *et al.* 2007)

Vauhtipyöriä on käytetty useissa eri kokoluokan sovelluksissa. Esimerkiksi tuuli-diesel-hybridiverkoissa vauhtipyörän käytöstä on etua, sillä se kykenee pätö- ja loistehon syöttöön ja näin taajuuden ja jännitteen säätöön. Vauhtipyörää on käytetty sähkön laadun parantamiseen jakeluverkoissa ja myös UPS-järjestelmien osana. Kirjallisuudessa mainitaan lisäksi sen käyttö harmonisten yliaaltojen kompensointiin. (Bolund *et al.* 2007)

Viitteessä (Iglesias *et al.* 2000) tehdyissä simuloinneissa vauhtipyörällä pystyttiin korvaamaan dieselgeneraattorin tuotanto ja tasoittamaan tuulivoimalan tehovärähtelyjä. Vauhtipyörä kykeni nopeaan vasteeseen eli siirtymään moottorista generaattoritoimintaan sujuvasti. Tilanteessa, jossa tuuliturbiinin tuotanto kasvoi voimakkaasti, vauhtipyörä ei enää pystynyt vastaanottamaan energiaa. Tämä johti taajuuden kasvuun verkossa. Ylimääräinen energia voidaan kuluttaa vastuksissa, jotka kytketään esimerkiksi tietyn maksimitaajuuden ylittyessä. Toisaalta vauhtipyörään kytketyn taajuusmuuttajan DC-välipiirissä voi olla jarrukatkoja, joka purkaa jatkuvatoimisesti ylimääräistä energiaa. Simulointituloksien mukaan jarrukatkojaa käytettäessä taajuuden hallinta onnistui paremmin. (Iglesias *et al.* 2000)

### 3.5 Taajuusmuuttaja hajautetussa sähköntuotannossa

Hajautetun sähköntuotannon myötä muuttuva sähköverkon hallinta ja ohjaus puoltavat monin tavoin taajuusmuuttajien käyttöä tuotantoyksiköiden liittämisen. Pienten, yli 10kW:n tuuliturbiinien osalta vaikuttaa siltä, että yhä useammat markkinoille tulevat turbiinit liitetään sähköverkkoon kokonaan taajuusmuuttajan kautta. Etuna taajuusmuuttajien käytössä voidaan nähdä säätömahdollisuuksien lisääntyminen, esimerkiksi loisivirran syötön muodossa. Taajuusmuuttajaan yhdistettynä tietoliikennesovellusten käytön verkonhallinnassa katsotaan tuovan merkittäviä hyötyjä.

Pienten tuuliturbiinien liittäminen sähköverkkoon taajuusmuuttajan kautta voi tapahtua hieman eri tavoin. Markkinoilla on sovelluksia, joissa kestopigmenttigeneraattori kytkeään tasasuuntaajaan, johon on myös yhdistetty tasajännitepuolelle ylijännitesuojaus. Tasavirran muuttaminen vaihtovirraksi tapahtuu kokonaan erillisessä vaihtosuuntaajas-  
sa, samantyyppisessä kuin aurinkosähköjärjestelmissä käytettävät. Tuuliturbiinien yhteydessä vaihtosuuntaajaan on kuitenkin lisätty ohjelmoitava sisään menevän virran säätö, jolla saavutetaan optimaalinen toimintapiste tuuliturbiinin pyöriessä eri nopeuksilla. Pieniin, muutaman kilowatin sovelluksiin riittää usein yksivaiheinen vaihtosuuntaaja. Jos tuuliturbiini halutaan liittää kolmivaiheiseen sähköverkkoon, voidaan jokaiselle vaiheelle käyttää omaa yksivaiheista vaihtosuuntaajaa. (SMA Technologie AG 2005)

Jokainen vaihtosuuntaaja sisältää myös sähköverkkoa tarkkailevan toiminnallisuuden sekä muuntajan ja katkaisijan. Tarkkailtavia verkkovikoja ovat yli- ja alijännite, yli- ja alitaajuus sekä nopeat taajuuden muutokset. Laite tarkkailee myös verkon impedanssia äkillisten muutosten varalta. Laitteen tarkoituksena on irrottaa tuuliturbiini vikatapauksissa verkosta luottavasti. Käytetyt menetelmät ovat tämän laitteen osalta selvästi passiivisia. (SMA Technologie AG 2007)

Markkinoilla on myös selvästi hajautettuun sähköntuotantoon suunnattuja megawattiluokan tuuliturbiineja muistuttavia ns. back-to-back-taajuusmuuttajalla varustettuja kokonaisuuksia, esimerkiksi nimellisteholtaan 100 kW:n Northwind-tuuliturbiini. Kyseisen tuuliturbiinin taajuusmuuttaja on yksi kokonaisuus toisin kuin edellä kuvattu erillisestä tasasuuntaajasta ja vaihtosuuntaajasta muodostettu yksikkö. (Northern Power Systems 2009)



## 4 SIMULOINTITARKASTELU

### 4.1 Simulointimalli ja simuloitava tilanne

Tätä työtä varten tehtiin simulointitarkastelu pienen tuuli–diesel-hybridiverkon käyttäytymisestä. Tarkastelu perustuu osittain artikkelissa *Dynamic Simulation of a Hybrid Wind Power System Using RPMSim* (Muljadi *et al.* 2009) tehtyyn simulointiin, jossa järjestelmän käyttäytymistä tarkastellaan tuulivoiman tuotannon ja kuorman muuttuessa. Lisäksi simuloinneilla tarkasteltiin tilannetta, jossa hybridiverkko ajautuu itsenäiseksi saarekkeeksi oltuaan ensin osana jäykkää jakeluverkkoa.

Artikkelissa käytetty hybridiverkko on yksinkertainen. Se muodostuu käytännössä kahdesta kiskosta, joista toiseen on kytketty vakionopeuksisen tuuliturbiinin pyörittämä epätahtigeneraattori ja loistehon kompensointiin tarkoitettu kondensaattori. Toiseen kiskoon on puolestaan kytketty dieselgeneraattori, kompensointikondensaattori sekä kuorma. Kiskot on yhdistetty kilometrin pituisella ilmajohdolla. Simuloinnissa käytetyn tuuliturbiinin roottorin säde on 2,8 m, mutta esimerkiksi nimellistehoa ei ole artikkelissa annettu.

Dieselgeneraattorin (tahtikone) ohjaus perustuu siihen, että sillä tuotetaan kuorman ja tuuliturbiinin tehojen erotus. Tämän lisäksi dieselgeneraattori säätää järjestelmän jännitettä ja taajuutta. Dieselgeneraattorin nimellisteho on 400 kW ja kuorma vaihtelee välillä 50 kVA ...150 kVA. Simuloinnissa tuulen nopeus muuttuu ja sen mukana myös tuuliturbiinin tuottama teho. Lyhyehkön 18 sekuntia kestävä simulointijakson aikana myös kuorma kasvaa 50 kVA:sta askelmaisesti 150 kVA:iin ja myöhemmin palaa alkuarvoonsa. Simuloinnit on tehty tapauksissa, joissa kuorma on täysin resistiivinen (teho-kerroin 1) ja induktiivinen tehokertoimella 0,75.

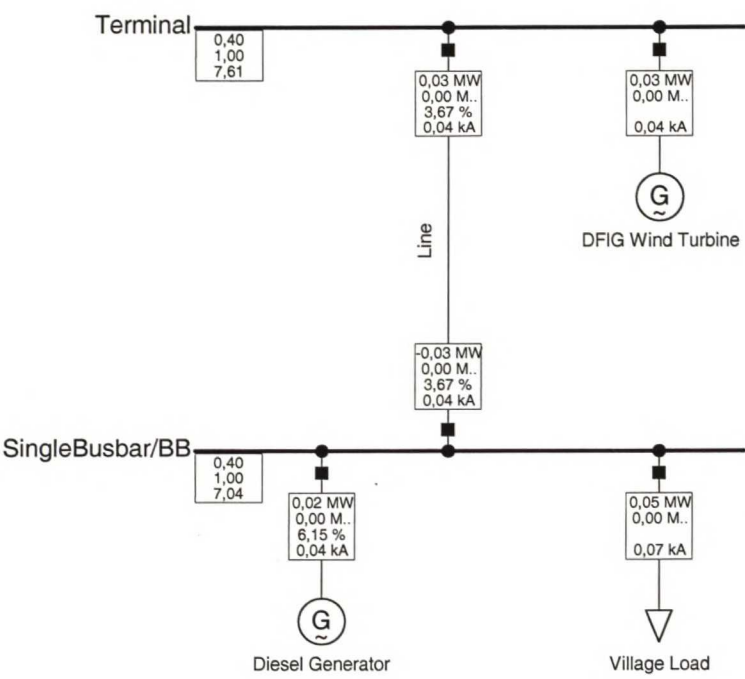
Lisäksi artikkelissa tarkastellaan tilannetta, jossa tuuliturbiinin kokoa on kasvatettu muuttamalla roottorin säteeksi 4 metriä ja tuulen nopeutta lisätty. Tällöin saadaan aikaan tilanne, jossa tuuliturbiinin tuotanto ylittää kuorman tarvitseman tehon.

Tätä työtä varten tehtiin hybridiverkon simulointitarkastelu DIgSILENT Power Factory (versio 14) -ohjelmassa. Simuloinnin hybridiverkko pohjautuu pääasiassa edellä kuva-

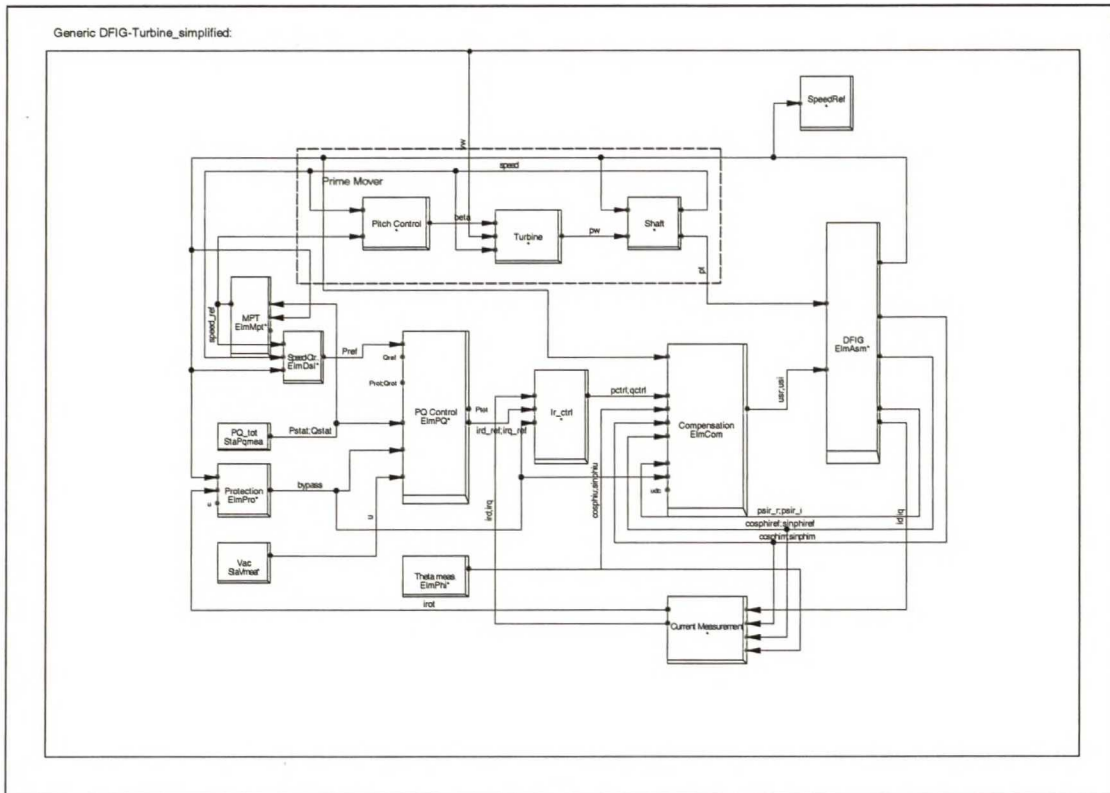


tun artikkelin verkkoon ja se on esitetty kuvassa 12. Tuuliturbiinin mallina käytettiin ohjelman kirjastosta yksinkertaistettua DFIG:n mallia (ks. kuva 13). Liitteessä A on esitetty sen osien lohkokaaviot ja simuloinneissa käytetyt parametrit. Simulointeja varten erityisesti tuuliturbiinin mekaaniseen toimintaan liittyviä parametreja skaalattiin sopiviksi pienelle tuuliturbiinille lähtökohtana ohjelmakirjastossa olleen megawattiluokan tuuliturbiinin arvot. Käytettyä DFIG-mallia pitkälti muistuttava malli on kuvattu viitteessä (DIgSILENT GmbH 2003). Dieselgeneraattorin ohjauksen simulointimalli perustuu ohjelman kirjastossa olevalle IEEE frame -malliin. Dieselgeneraattorin nopeudensäätimen ja magnetoinnin ohjauksen mallit haettiin vastaavasti ohjelman kirjastosta, ja ne on esitetty käytettyine parametreineen liitteessä A. (DIgSILENT GmbH 2003)

Haettaessa vastaavuutta viitteen (Muljadi *et al.* 2009) simulointien kanssa tuuliturbiinin nimellistehoksi määritettiin aluksi 30 kW ja roottorin säteeksi 6,2 m. DFIG-tyyppisiä tuuliturbiineja käytetään usein suuremman kokoluokan sovelluksissa. Tämän vuoksi simulointitarkasteluja tehtiin myös 110 kW:n tuuliturbiinille (roottorin säde 10,5 m). Sähköverkon parametrien arvoja muutettiin vastaamaan 50 Hz:n verkkoa taustartikkelin 60 Hz:n sijaan. Ilmajohdon reaktanssi on  $x = 62,832 \text{ m}\Omega/\text{km}$  ja resistanssi  $r = 10 \text{ m}\Omega/\text{km}$  (Muljadi *et al.* 2009). Jännitetasoltaan verkko on kokonaisuudessaan 0,4 kV:n pienjänniteverkko, kun artikkelissa vaihejännite oli 266 V.



**Kuva 12.** Simuloinneissa käytetty hybridiverkko DIgSILENT Power Factory:ssa.



**Kuva 13.** DFIG-tuuliturbiinin malli. Epätahtigeneraattori ja roottorin puoleinen suuntaaja. Simulointimalin lohkokaa viot ja käytetyt parametrit: ks. Liite A. (DIGSILENT)

Simuloidut tilanteet olivat

1. Kolmivaiheinen oikosulku tuuliturbiinin liityntäpisteessä
2. Tuulen nopeuden muutokset ja kuorman kasvu ( $\cos\phi = 1$ )
3. Tuulen nopeuden muutokset ja kuorman kasvu ( $\cos\phi = 0,75$ )
4. Tuulivoiman tuotanto kolminkertaistettuna
5. Tuuliturbiinin alassäättö
6. Taajuusriippuvainen kuorma
7. Hybridiverkon irtautuminen saarekeverkoksi

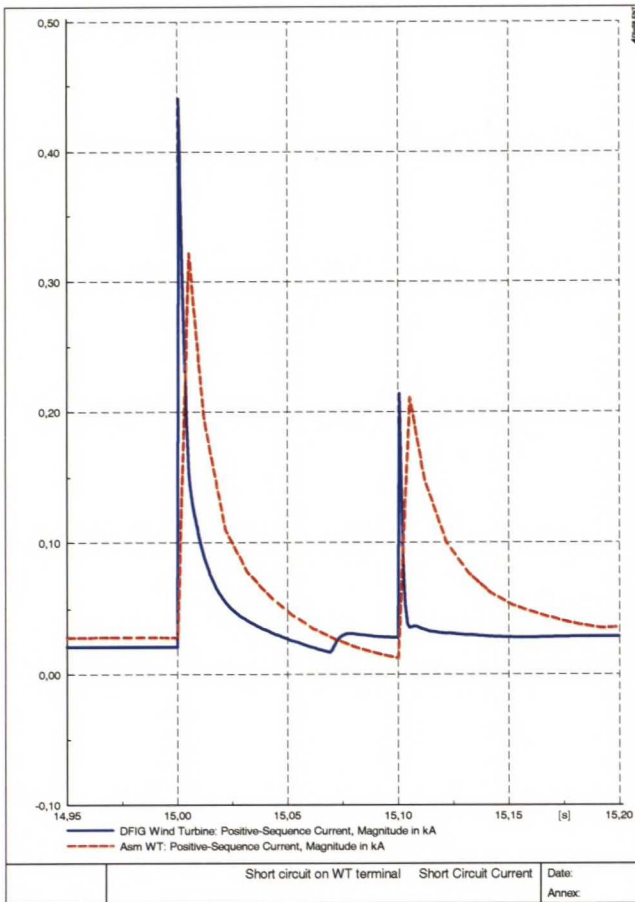
## 4.2 Simuloinnin tulokset

### 4.2.1 Kolmivaiheinen oikosulku tuuliturbiinin liityntäpisteessä

Oikosulkusimuloinnilla pyrittiin selvittämään käytetyn mallin toimintaa, kun verkossa tapahtuu kolmivaiheinen oikosulku. Simuloidussa tilanteessa tuulen nopeus on jatkuvasti 8 m/s, jolloin tuuliturbiini tuottaa vakiotehon. Hetkellä  $t = 15,0$  s tapahtuu tuuliturbiin-



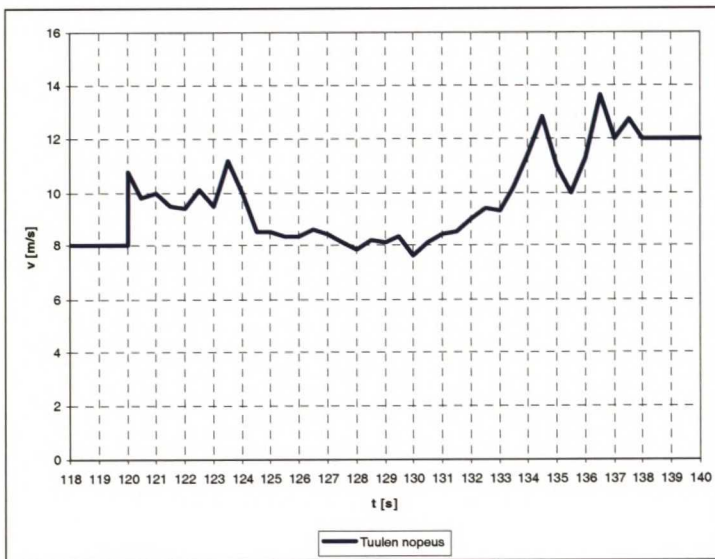
nin liityntäpisteessä kolmivaiheinen oikosulku. Tuuliturbiinin syöttämä virta nousee nopeasti, noin arvoon 8 p.u. (ks. kuva 14). Noin 5,7 ms vian syntymisestä DFIG-tuuliturbiinin roottorin crowbar-suojaus toimii, eli roottorikäämitys oikosuljetaan. Suojaus toimii, kun roottorivirta kasvaa liian suureksi (tässä 1,5 p.u.). Tämän jälkeen DFIG:n katsotaan käyttäytyvän epätahtigeneraattorin tavoin (mm. Boutsika *et al.* 2008). Vertailun vuoksi simulointi tehtiin myös epätahtigeneraattorille. Sen malli on identtinen DFIG:n epätahtigeneraattoria ja mekaanisia parametreja kuvaavan osan kanssa. Kun vian syntymisestä on kulunut 69,9 ms suojaus kytkee crowbarin pois. Tämä näkyy virran kasvuna. Oikosulkuvika poistuu 100 ms syntymisensä jälkeen ( $t = 15,1$  s). Tällöin virrassa esiintyy vielä piikki, jonka suuruus on noin puolet oikosulun alun virrasta. Epätahtigeneraattorin syöttämä virta pienenee selvästi hitaammin kuin DFIG:n.



**Kuva 14.** Virta  $I$  (kA) ajan  $t$  (s) funktiona kolmivaiheisen oikosulun alkaessa, kun  $t = 15,0$  s ja päättyessä kun  $t = 15,10$  s. DFIG (yhtenäinen viiva) ja epätahtigeneraattori (ASM, katkoviiva).

#### 4.2.2 Tuulen nopeuden ja kuorman muutokset

Simuloinnissa käytettiin 18 sekuntia kestävää tuulen nopeuden vaihtelujaksoa. Tuuli on asetettu puhaltamaan nopeudella 8 m/s hetkeen  $t = 120$  s asti. Tämän jälkeen tuulen nopeus on asetettu muuttumaan 0,5 sekunnin väliajoin aina ajanhetkeen  $t = 138$  s saakka, jolloin tuulen nopeus jää vakioarvoon 12 m/s. Käytetty tuulen nopeuden kuvaaja on esitetty kuvassa 15. Kuorma kuluttaa pelkkää pätötehoa, alkutilanteessa 50 kW. Hetkellä  $t = 126$  s kuorma on asetettu nousemaan askelmaisesti 150 kW:iin ja laskemaan takaisin alkuarvoonsa hetkellä  $t = 132$  s.



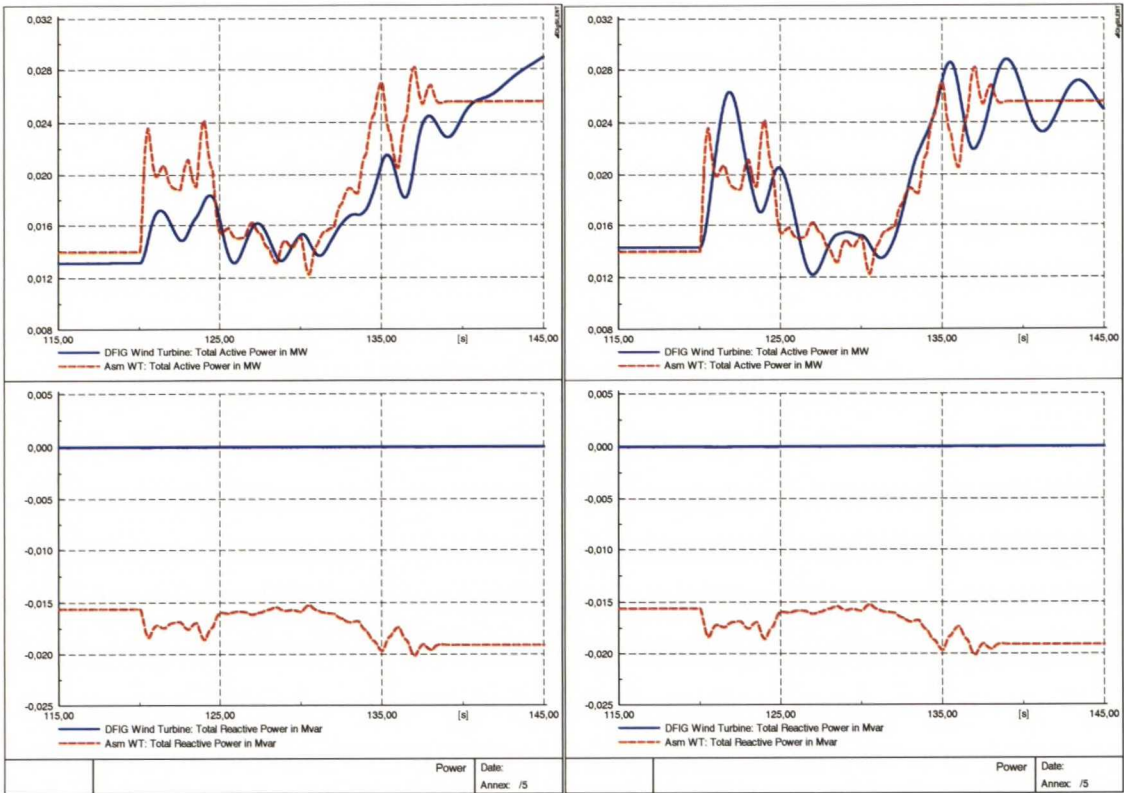
**Kuva 15.** Simuloinnissa käytetty tuulen nopeuden muutosjakso aika – tuulen nopeus -kuvaajana.

Epätahtigeneraattorin ja yksinkertaistetun DFIG-mallin eroavuutta tutkittiin liittämällä vuorolla kumpikin simulointimalli hybridiverkkoon, joka puolestaan oli osa jäykkää jakeluverkkoa. Simuloinnin tavoitteena oli tarkastella edellä kuvatun tuulen nopeuden vaihtelun vaikutuksia tuuliturbiinien sähköntuotantoon.

Simulointitulokset on esitetty kuvassa 16, jossa jokaisen neljän kuvaajan vaaka-akselina on sama aikaväli. Ylempänä olevissa kuvissa tarkastellaan pätötehoa ja alempana loistehoa. DFIG-tuuliturbiinin simulointi tehtiin sekä Maximum Power Trackerin (MPT) kanssa että ilman. MPT:n tarkoituksena on muuttaa pyörimisnopeusreferenssiä niin, että tuuliturbiinin tehontuotanto on maksimissaan. Kun MPT:tä ei käytetä, tuuliturbiinin lapakulmasäätö ei toimi ja roottorin lavat pysyvät vakioasennossa. Vaikutukset ovat sel-

västi nähtävissä: tuulen nopeuden muutokset aiheuttavat huomattavaa tehoheilahtelua (oikea yläkuva). Verrattaessa DFIG-mallin käyttäytymistä epätahtigeneraattoriin, voidaan havaita, että DFIG:n tehon vaihtelut ovat tasoittuneempia. MPT:tä käytettäessä tuotettu teho jää selvästi epätahtigeneraattorin tuottamaa pienemmäksi, mutta simulointijakson lopussa tuulen jäätyä vakioarvoon, DFIG:n teho kasvaa yhä tasaisesti (vasen yläkuva). Ilman MPT:tä DFIG:n pätötehossa esiintyy simulointijakson lopussa melko hitaasti vaimeneva värähtely (oikea yläkuva).

Kuvan 16 alaosassa näkyy loistehon käyttäytyminen molemmissa simulointitapauksissa. Kuvista havaitaan, että MPT:n käyttö ei vaikuta DFIG:n tuottamaan loistehoon, joten molemmat alakuvat ovat identtiset. Kuitenkin epätahtigeneraattorin ja DFIG:n tuottama loisteho poikkeavat toisistaan merkittävästi.. Epätahtigeneraattori ottaa verkosta loistehoa, kun taas DFIG toimii tehokertoimella 1. Monissa tapauksissa suuntaajatekniikan avulla verkkoon liitetyt hajautetun sähköntuotannon yksiköt on aseteltu toimimaan tällä tavoin.



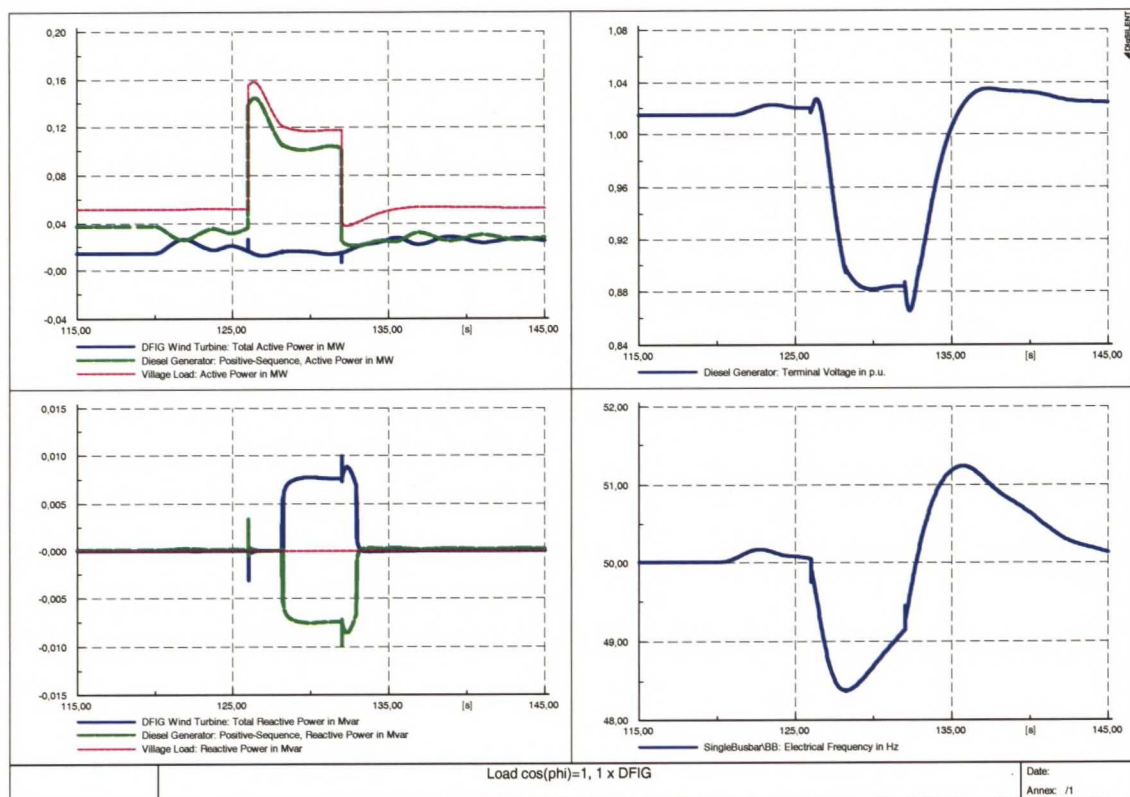
**Kuva 16.** Tuuliturbiinien tehontuotanto, DFIG ja epätahtigeneraattori (ASM, esitetty katkoviivalla) jäykässä verkossa. Vasemmassa kuvassa DFIG MPT:n kanssa, oikealla ilman. Vaaka-akselilla aika (s). Pystyakselilla ylhäällä pätöteho (MW) ja alhaalla loisteho (Mvar).



Varsinkin suurempikokoisia tuuliturbiineja analysoitaessa tuulen nopeuden vaihteluiden huomioiminen voi olla monimutkaisempaa. Tässä simuloinnissa tuuli muuttuu tasaisesti koko roottorin pyyhkäisypinnan alueella, mutta todellisuudessa muutokset eivät tapahdu näin ideaalisesti. Tuulen nopeus kasvaa keskimäärin ylöspäin mentäessä, joten suurten useiden megawattien tuulivoimaloiden toiminnassa turbulenssi pyyhkäisypinnan alueella tulee merkitykselliseksi. Kuitenkin nyt kyseessä olevia pieniä tuuliturbiineja tarkasteltaessa tuulisuuden erot eri kohdissa eivät välttämättä ole niin merkittävät, eikä niitä ole tässä huomioitu. Tuulen nopeuden vaihtelut voivat olla myös nopeampia kuin simuloinnissa käytetty 0,5 sekuntia.

Eri tapausten vertailtavuuden selventämiseksi simulointitulokset on ryhmitelty jäljempänä kuvanelikoiksi, joissa kunkin kuvan vaaka-akselilla on sama aikaväli. Pystyakselit ovat jokaisessa neljässä kuvassa eri yksiköissä: ylhäällä vasemmalla pätöteho (MW), alhaalla vasemmalla loisteho (Mvar), ylhäällä oikealla jännite (p.u.) ja alhaalla oikealla taajuus (Hz).

Simuloinnin pohjana käytettyyn artikkeliin verrattuna tuuliturbiinin tehonvaihtelut ovat samansuuntaisia. Tausta-artikkelissa tuuliturbiini alkaa tuottaa pätötehoa vasta tässä tehdyn simuloinnin hetkeä  $t = 129$  s vastaavana ajankohtana.



**Kuva 17.** Esimerkki dieselgeneraattorin säädön vaikutuksesta. DFIG:n, dieselgeneraattorin ja kuorman pätöteho (MW) ylhäällä vasemmalla, loisteho (Mvar) alhaalla vasemmalla.

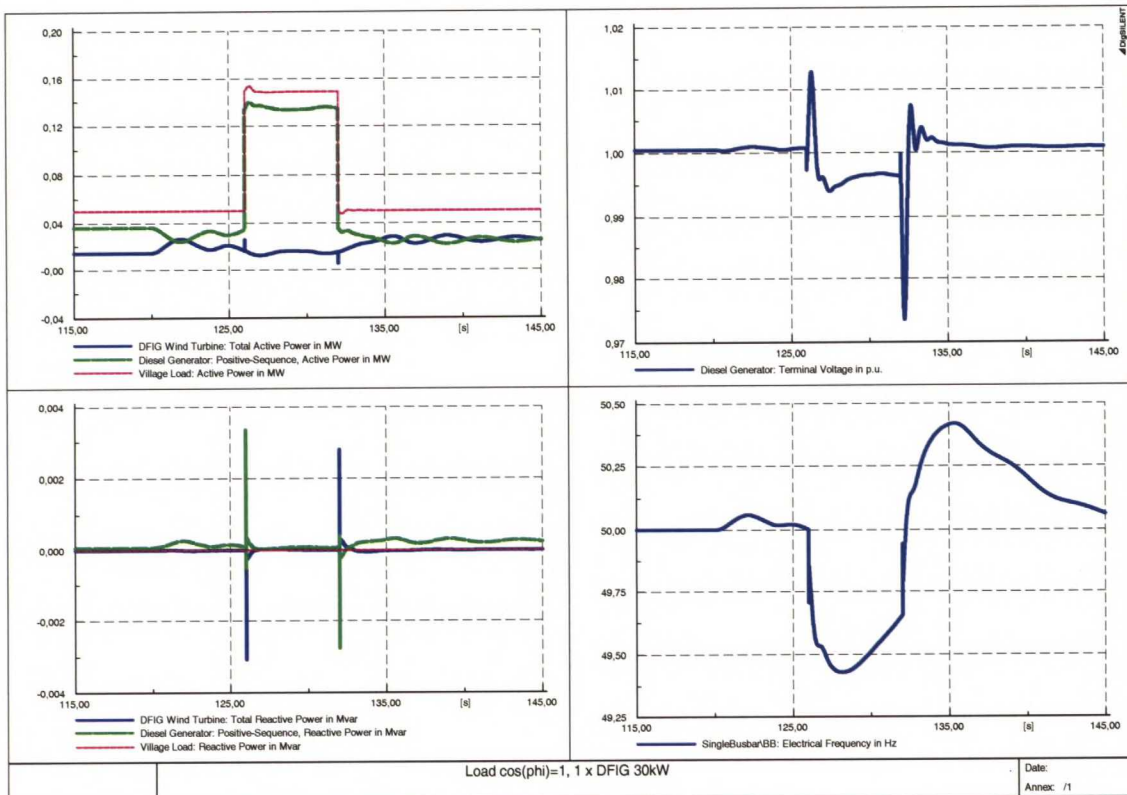
Ylhäällä oikealla verkon jännite (p.u.) ja alhaalla oikealla taajuus (Hz). Vaaka-akseleilla sama aikaväli (s).

Kuvassa 17 simuloidussa tilanteessa hybridiverkossa on ainoastaan dieselgeneraattori, DFIG-tuuliturbiini (ilman MPT:tä) ja pätötehokuorma. Dieselgeneraattorin säätö ei saa informaatiota verkon parametrien todellisista arvoista. Tällöin simuloitu hybridiverkko ei selviä täydellisesti kuorman kasvusta 50 kW:sta 150 kW:iin. Tuuliturbiini tuottaa jo niin paljon kuin kykenee, joten kuorman kasvu jää täysin dieselgeneraattorin hoidettavaksi. Verkon jännite alkaa nopeasti laskea kuorman kasvun jälkeen. Dieselgeneraattori ajautuu alimagnetoituun tilaan, jossa se tuottaa kapasitiivista loistehoa. Tuuliturbiini alkaa tuottaa induktiivista loistehoa vastaavan määrän. Kun kuorma muuttuu takaisin 50 kW:iin, myös verkon jännite nousee takaisin normaaliarvoonsa. Ilmiö johtuu pääosin dieselgeneraattorin säädöstä. Toisaalta jännitekuoppa on syvempi epätahtigeneraattorilla tehdyssä vastaavassa simuloinnissa, jota ei tässä kuitenkaan esitetä.

Dieselgeneraattori vastaa myös verkon taajuuden säädöstä. Tuuliturbiinin tehontuotannon kasvu näkyy taajuuden nousuna, kun dieselgeneraattorista otettava teho pienenee.

Kuorman kasvaminen taas näkyy voimakkaana, noin 3 %:n taajuuden laskuna. Näin suuri taajuuden muutosnopeus saattaisi laukaista ROCOF-releen. Vastaavasti kuorman palautuminen alkuarvoonsa aiheuttaa äkillisen taajuuden nousun, lähes arvoon 1,025 p.u. Taajuuden heilahtelut johtuvat dieselgeneraattorin pyörimisnopeuden muutosten hitaudesta. Tarkastelujakson loppuun mennessä taajuus on kuitenkin asettunut nimellisarvoonsa.

Yleisen jakeluverkon jännitteen ominaisuudet on määritelty standardissa SFS-EN 50160. Siinä määritellään, että pienjänniteverkon verkkotaajuuden 10 sekunnin keskiarvon tulee erillisverkoissa olla 0,98...1,02 p.u. 95 % viikosta ja 0,85...1,15 p.u. 100 % ajasta. Simuloinnissa aikaansaadut taajuusmuutokset pysyvät 10 sekunnin keskiarvoina selvästi näiden rajojen sisäpuolella, mutta tilanne saattaa olla toinen, jos simuloitava ajanjakso olisi pidempi ja kuorman muutokset jatkuvia. Standardi SFS-EN 50160:n mukaan yhteiskäyttöverkoissa taajuuden tulee olla 0,99...1,01 p.u. 99,5 % vuodesta ja 0,94...1,04 p.u. 100 % ajasta.



**Kuva 18.** DFIG 30 kW, kuorma 50 kW, dieselgeneraattorin ohjausta parannettu. DFIG:n, dieselgeneraattorin ja kuorman pätöteho (MW) ylhäällä vasemmalla, loisteho (Mvar) alhaalla vasemmalla. Ylhäällä oikealla verkon jännite (p.u.) ja alhaalla oikealla taajuus (Hz). Vaaka-akseleilla sama aikaväli (s).



Kuvassa 18 tarkasteltavassa tilanteessa dieselgeneraattorin säätöä on parannettu, muuten tilanne on sama kuin edellä. Kuorma on 50 kW ja 30 kW:n tuuliturbiini tuottaa tehoa noin 15 kW tuulen nopeuden ollessa 8 m/s. Ajan hetkellä  $t = 120$  s tuulen nopeus alkaa vaihdella, ja vaihtelu näkyy tuuliturbiinin tehon tuotannossa. Hetkellä  $t = 126$  s kuorma kasvaa askelmaisesti 150 kW:iin. Tehontarpeen lisäys näkyy dieselgeneraattorin tuotannon lisääntymisenä.

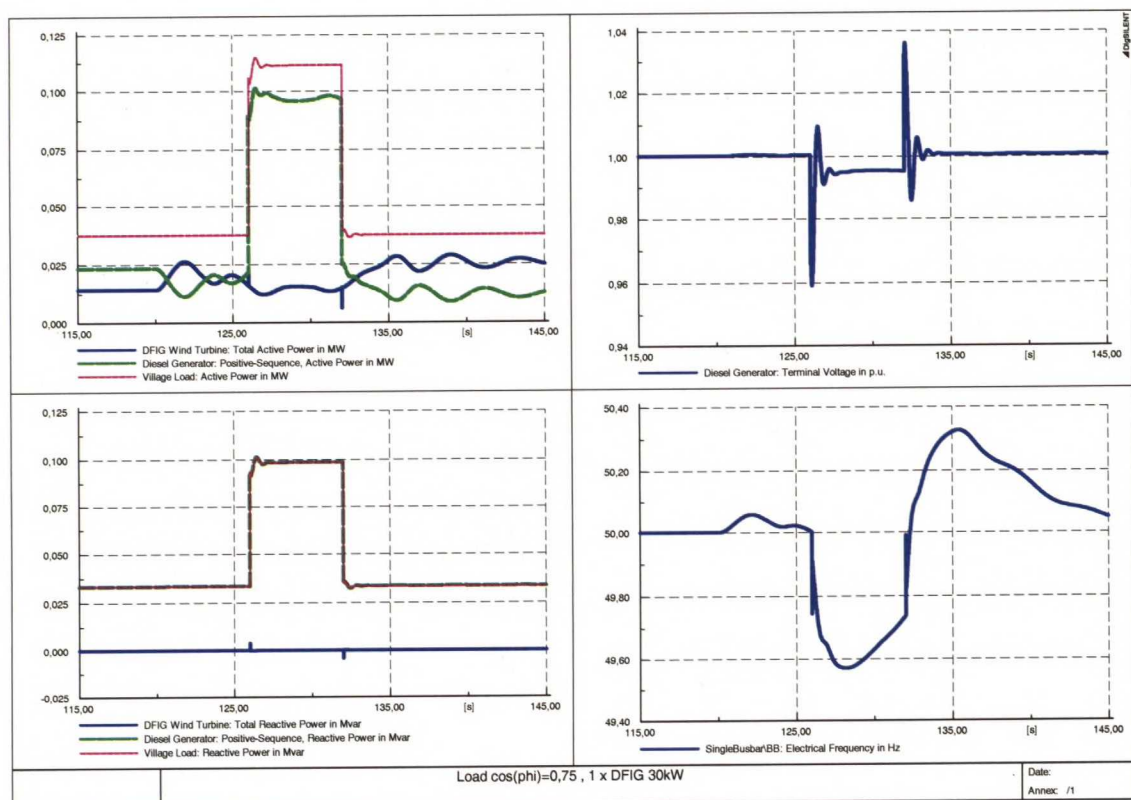
Dieselgeneraattorin säädön parantaminen kuvan 17 tilanteeseen verrattuna näkyy erityisesti kuorman kasvun aiheuttamassa jännitteen muutoksessa. Edellä jännite putosi noin 10 %, mutta nyt kuorman muutos aiheuttaa aluksi noin 1,5 %:n piikin ja sen jälkeen jännitteeseen noin 0,5 %:n laskun. Kuorman palautuminen alkuarvoonsa näkyy noin 2,5 %:n lyhytkestoisena jännitteen alenemana verrattuna nimellisarvoon.

Loistehon tuotannosta vastaa dieselgeneraattori. Kuorman muutokset näkyvät loisteho-kuvaajissa piikkeinä myös DFIG:n osalta, mutta muuten tuuliturbiini ei osallistu loistehon kulutukseen tai tuotantoon. Lisäksi tuuliturbiinin tehon muutokset näkyvät dieselgeneraattorin loistehon aaltoiluna. Tämä johtuu loistehon kulutuksen kasvusta tuuliturbiinin ja kuorman välisellä siirtojohdolla, kun virta kasvaa siirrettävän tehon kasvun myötä.

Taajuuden muutokset pysyvät hyvin hallinnassa. Muutos on suurimmillaankin hetkellisesti alle 0,6 Hz, eli voidaan sanoa taajuuden pysyvän erittäin hyvin standardin SFS-EN 50160:n rajoissa.

Simuloitua tapausta muutettiin siten, että kuorman näennäisteho oli 50 kVA tehoker-toimella 0,75 ind. Simulointitulokset on esitetty aikaisemman tapauksen tavoin kuvassa 19. Dieselgeneraattorin tuottama loisteho seuraa tarkasti kuorman kuluttamaa loistehoa. Kuorman muutos ei näy yhtä selvästi tuuliturbiinin loistehokäyrässä kuin pelkän pätöte-hokuorman tapauksessa. Tapausten eroavaisuus näkyy selkeimmin jännitteen muutok-sissa. Äkillisesti kasvanut loistehon tarve aiheuttaa nyt lyhytkestoisen 4 %:n jännit-teenaleneman. Kun jännitetransientti on ohi, on pysyvän tilan (eli suuren kuorman ai-kaisen) jännitteenalenema jonkin verran suurempi (kuitenkin alle 1 % nimellisestä) kuin pätötehoukuorman tapauksessa. Vastaavasti kuorman aleneminen alkuarvoonsa aiheuttaa

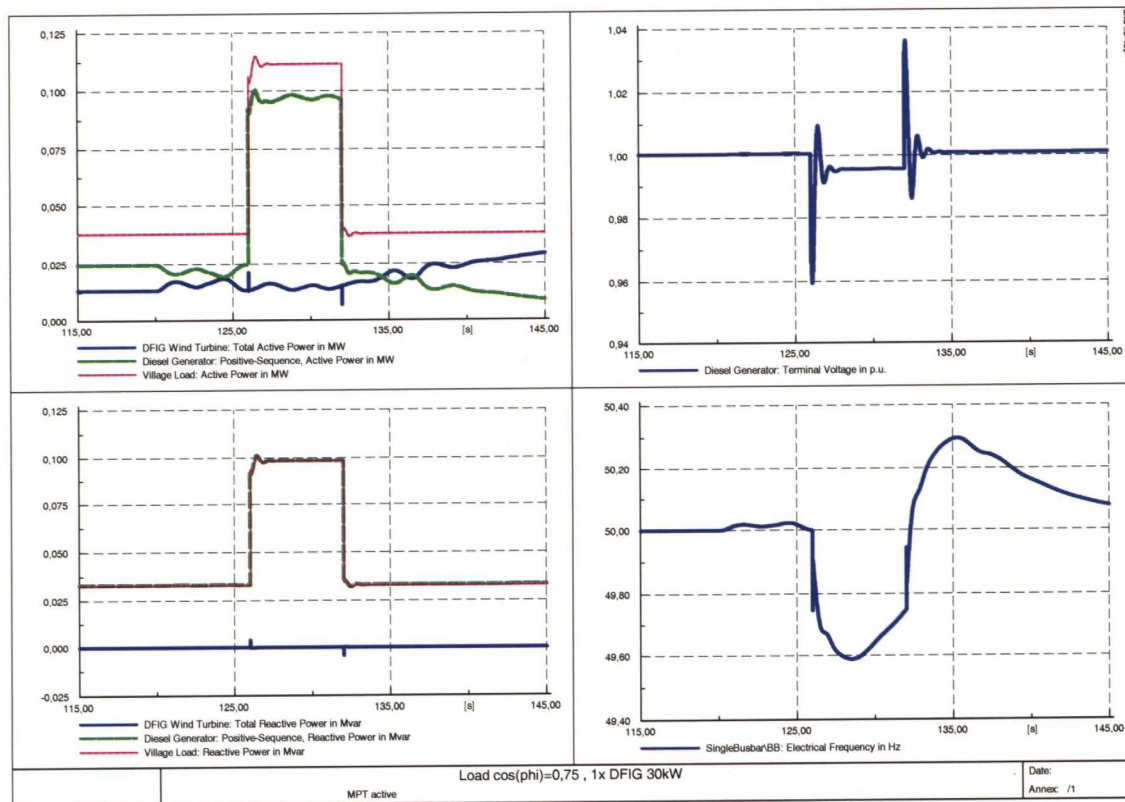
jännitetransientin. Koska pätötehon muutokset ovat tässä tapauksessa pienempiä kuin aikaisemmassa simulaatiossa, taajuuden muutokset ovat vastaavasti pienemmät.



**Kuva 19.** Kuorman tehokerroin: 0,75 ind. DFIG:n, dieselgeneraattorin ja kuorman pätöteho (MW) ylhäällä vasemmalla, loisteho (Mvar) alhaalla vasemmalla.

Ylhäällä oikealla verkon jännite (p.u.) ja alhaalla oikealla taajuus (Hz). Vaaka-akseleilla sama aikaväli (s).

Kuvassa 20 tuuliturbiinin säätöä on muutettu siten, että Maximum Power Tracker on otettu käyttöön. Tämä mahdollistaa sen, että tuuliturbiinin roottorin lavat kääntyvät, jotta turbiinin pyörimisnopeutta (ja tehoa) voidaan säätää. Muutos aikaisempaan nähden näkyy tuuliturbiinin tehontuotannon muutosten selvänä tasoittumisena. Muutoksella on myös vaikutus taajuusheilahtelun ääripäihin, sillä suurimmat taajuuden muutokset jäävät jonkin verran pienemmiksi kuin aiemmin. Tuuliturbiinin tuotanto on juuri syvimmän taajuuskuopan hetkellä nyt suurempi kuin aiemmin erilaisen säädön vuoksi. Loistehossa ja jännitteessä muutosta ei ole.



**Kuva 20.** Kuorman tehokerroin: 0,75 ind. Lisäksi DFIG:n säädössä käytetään Maximum Power Trackeria. (lapakulma muuttuu).

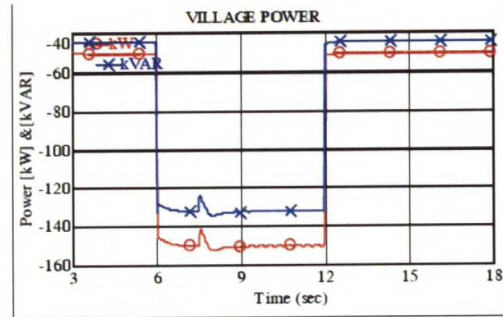
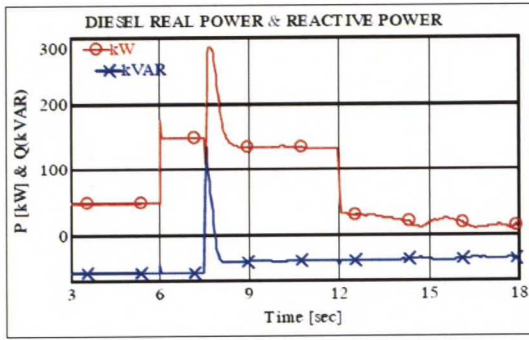
DFIG:n, dieselgeneraattorin ja kuorman pätoecho (MW) ylhäällä vasemmalla, loistocho (Mvar) alhaalla vasemmalla.

Ylhäällä oikealla verkon jännite (p.u.) ja alhaalla oikealla taajuus (Hz). Vaaka-akseleilla sama aikaväli (s).

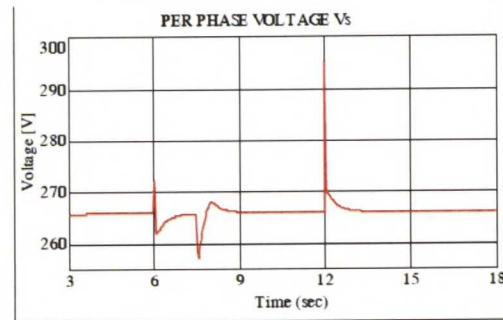
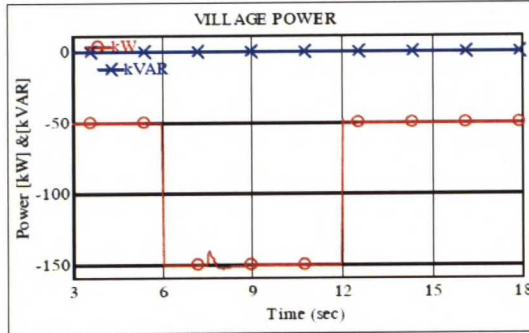
Verrattuna hybridiverkon artikkelissa *Dynamic Simulation of a Hybrid Wind Power System Using RPMSim* (Muljadi *et al.* 2009) esitettuihin, tässä työssä tehtyjen simuloimien tulokset poikkeavat selvästi. Kuvassa 21 on esitetty kyseisen artikkelin vastaavia tuloksia. Aika-akselit vastaavat artikkelin ja tämän työn simuloimien osalta toisiaan siten, että artikkelin ajanhetki  $t = 0$  s vastaa tämän työn simuloimien ajanhetkeä  $t = 120$  s. Tuulivoiman tuotanto kytkeytyy kuvassa 21 vasta hetkellä  $t = 7,5$  s. Se näkyy selvänä tehopiikkinä.

Myös tausta-artikkelissa kuorman kasvaminen aiheuttaa jännitepoikkeaman, joskin se on huomattavasti tässä työssä simuloitua tulosta pienempi, vain 0,2 %. Tausta-artikkelissa myös tuulivoiman kytkeytyminen verkkoon kasvattaa taajuutta lievästi.

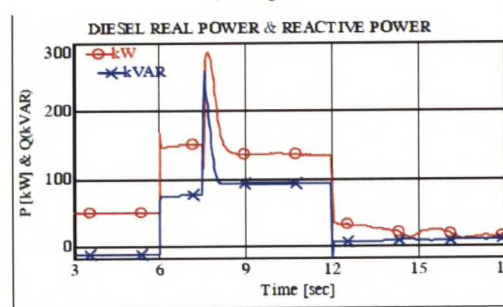
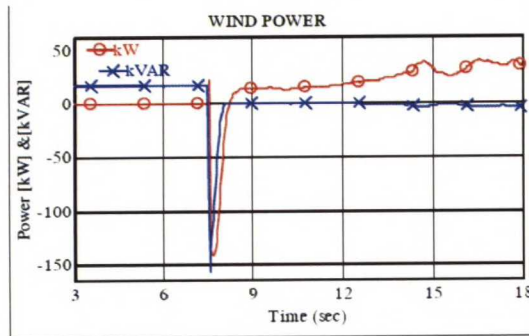




a) Village Load (Real and Reactive Power).



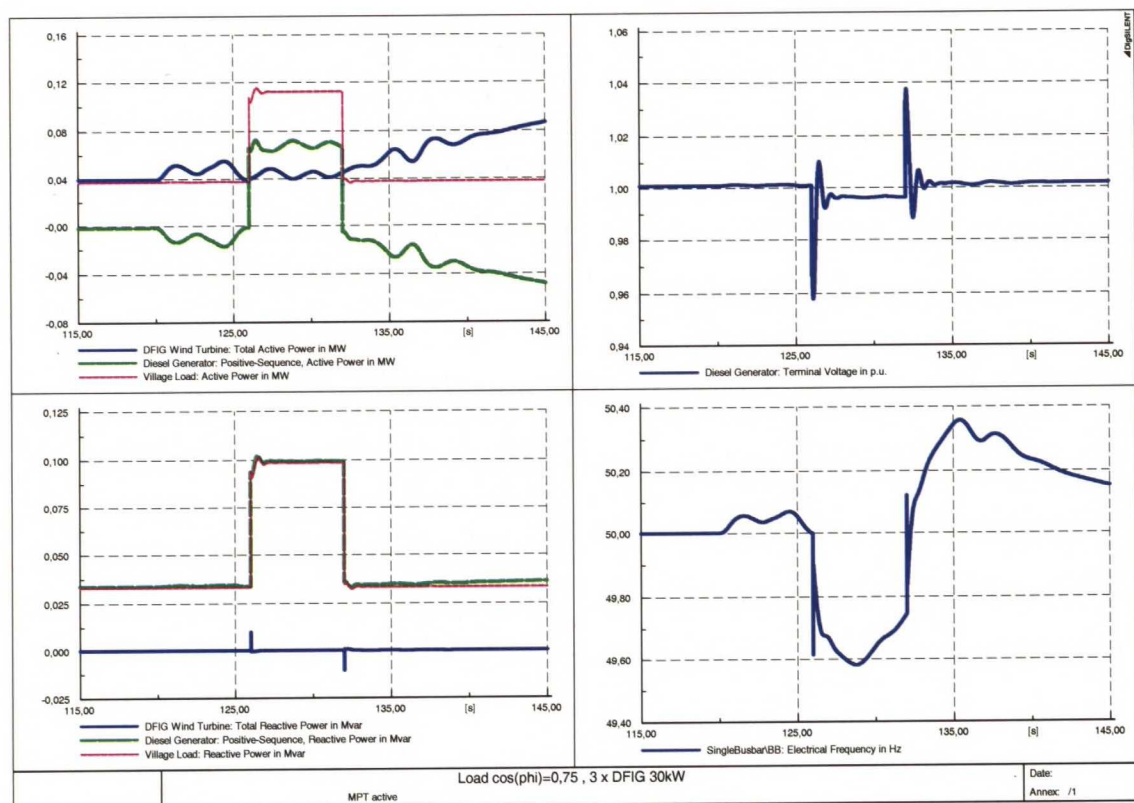
b) Voltage.



c) Diesel Output (Real and Reactive Power).

i)  $\cos\phi = 1$ ii)  $\cos\phi = 0,75$  ind.

**Kuva 21.** Hybridiverkon simulointituloksia viitteestä (Muljadi *et al.* 2009). Vasemmalla (i) simulointitulokset pätötehokuormalla, oikealla (ii) kuorma on induktiivinen tehokertoimella 0,75.



**Kuva 22.** Tuulivoiman tuotanto kolminkertainen. DFIG:n, dieselgeneraattorin ja kuorman pätöteho (MW) ylhäällä vasemmalla, loisteho (Mvar) alhaalla vasemmalla.

Ylhäällä oikealla verkon jännite (p.u.) ja alhaalla oikealla taajuus (Hz). Vaaka-akseleilla sama aikaväli (s).

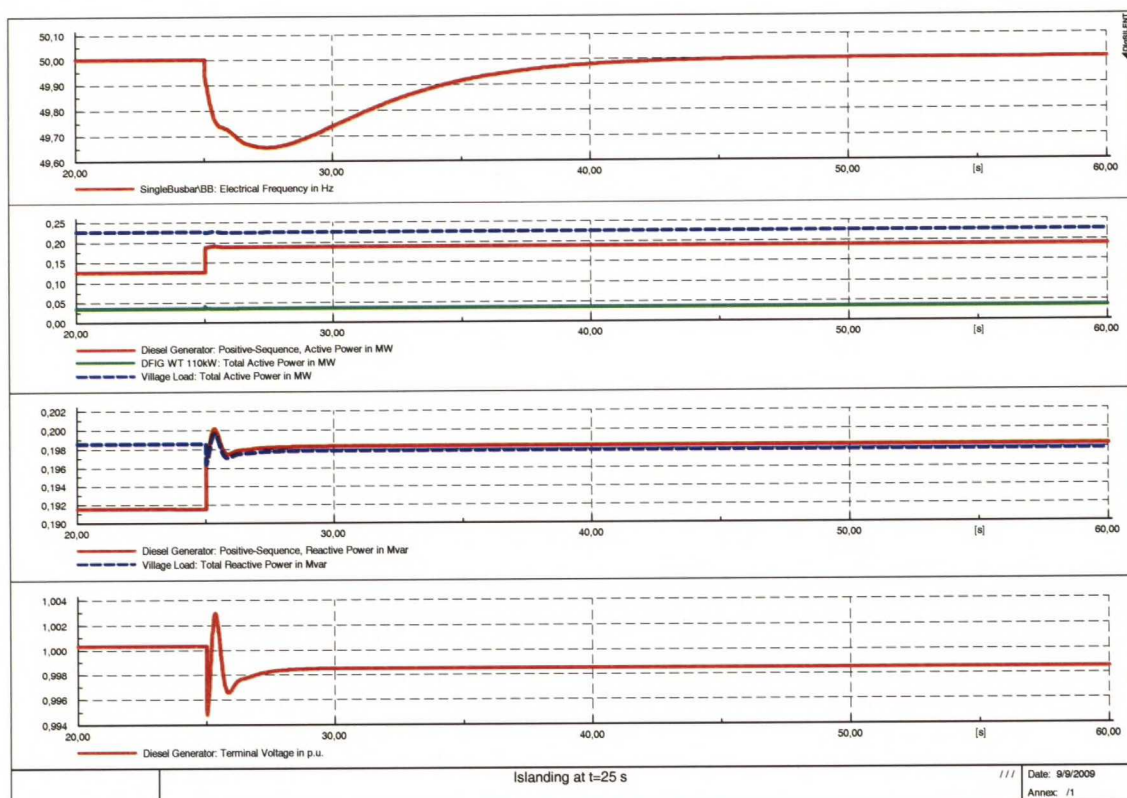
Kuvassa 22 ovat simulointitulokset tilanteesta, jossa tuuliturbiineja on kolme eli tuulivoiman tuottama teho kolminkertaistuu. Tämä johtaa tilanteeseen, jossa pätötehon tuotanto ylittää kuorman tarvitseman tehon. Sen seurauksena dieselgeneraattori alkaa toimia moottorina kuluttaen verkossa olevan ylijäämätehon. Nyt kasvanut kuorma pysyy lähempänä huippuarvoaan. Samoin jännitekuoppa on selvästi edellistä tapausta pienempi. Toisaalta taajuusheilahtelu voimistuu.

### 4.2.3 Saarekkeeksi siirtyminen

Simuloinneilla selvitettiin mallinnetun hybridiverkon kykyä siirtyä saarekekäyttöön tilanteessa, jossa se on aluksi osa laajempaa, jäykkää jakeluverkkoa. Hybridiverkon ja jakeluverkon yhdistää simulointimallissa vastaavanlainen ilmajohto kuin hybridiverkossa ennestään oleva. Simulointi toteutettiin niin, että ajan hetkellä  $t = 25$  s hybridiverkko

ajautuu saarekkeeksi. Tällöin katkaisijat avautuvat jakeluverkon ja hybridiverkon välillä.

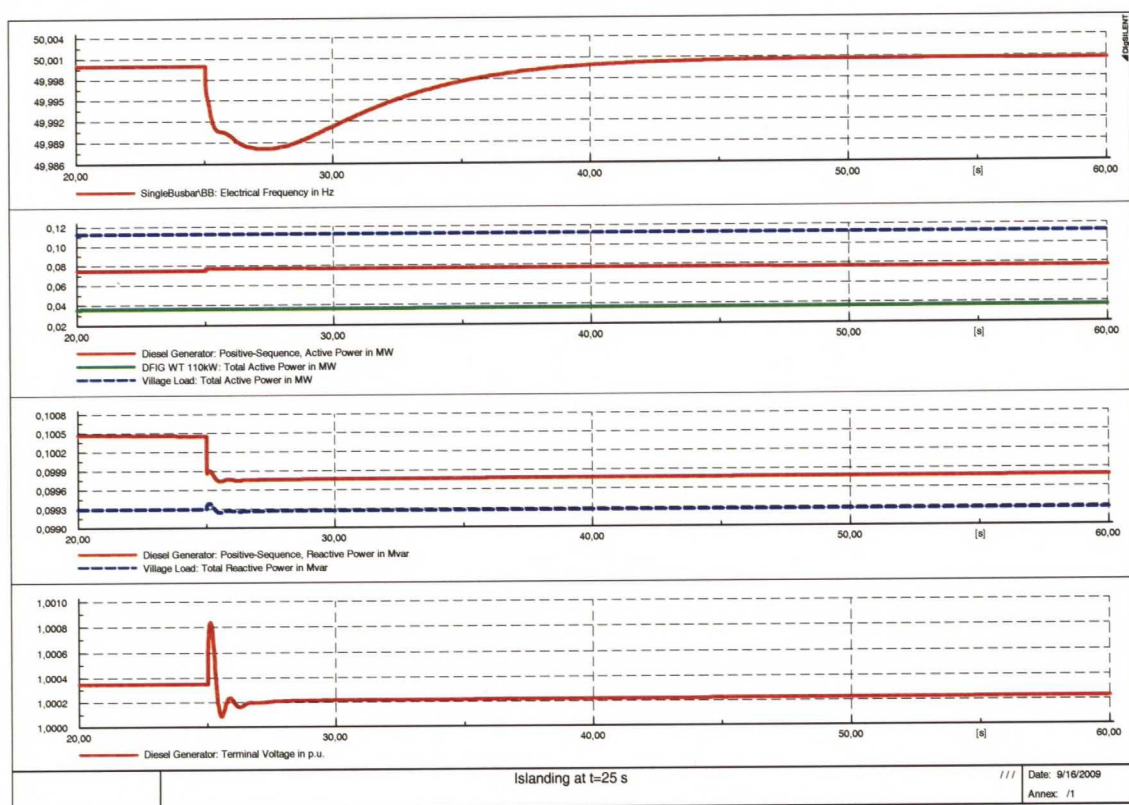
Kuvassa 23 dieselgeneraattori (DG) on järjestelmän referenssikone jo ennen saarekekäyttöön siirtymistä. Tuuliturbiini tuottaa vakiotehoa tuulen nopeuden ollessa pysyvästi 8 m/s. Kuorma on vakiona 300 kVA tehokertoimella 0,75 ind. Dieselgeneraattori kykenee kasvattamaan pätötehontuotantoaan askelmaisesti kuorman tarvitsemalle tasolle, kun ulkoisesta verkosta virtaava teho lakkaa. Loistehossa esiintyy pieni transientti. Järjestelmän jännite on ennen saarekkeeksi siirtymistä hieman yli 1,00 p.u., mutta saareketalassa jännite laskee noin 0,002 p.u. Katkaisuhetkellä esiintyy jännitteessä transientti: aluksi jännite laskee, sitten kasvaa nopeasti, laskee ja nousee lopulta vakioarvoon. Taajuus putoaa saarekekäyttöön siirtymisen vuoksi. Alimmillaan taajuus on 49,65 Hz. Tämä selittyy sillä, että dieselgeneraattorilta vaadittava pätötehon tuotanto kasvaa nopeasti. Taajuus palautuu kuitenkin nimellisarvoonsa täysin 20...25 sekunnin kuluttua saarekkeeksi siirtymisestä.



**Kuva 23.** Hybridiverkko irtoaa saarekkeeksi, kun  $t = 25$  s (vaaka-akseli). Kuvaajissa ylhäältä lähtien: verkon taajuus (Hz); DFIG:n, dieselgeneraattorin ja kuorman pätöteho (MW); dieselgeneraattorin ja kuorman loisteho (Mvar) ja verkon jännite (p.u.).



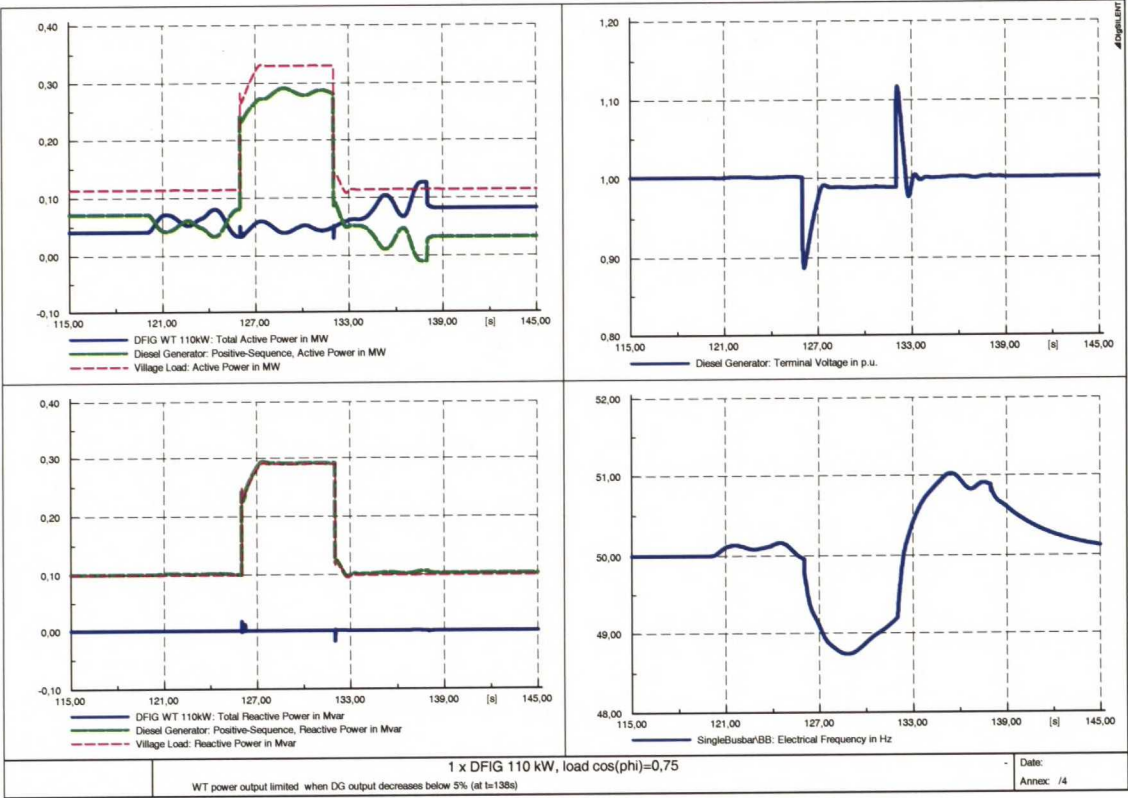
Kuvassa 24 esitetyssä simuloinnissa dieselgeneraattori ei ole referenssikone. Erona aikaisempaan simulaatioon on se, että dieselgeneraattorin ja tuuliturbiinin tehontuotanto yhteenlaskettuna vastaa hyvin tarkasti hybridiverkon kuorman tarvitsemaa tehoa ennen saarekekäyttöön siirtymistä. Saarekkeen syntymisen aiheuttama heilahdus verkon taajuudessa jää nyt huomattavasti pienemmäksi kuin tilanteessa, jossa saarekkeeksi jäävän verkon tuotantoyksiköiden täytyy sopeuttaa tuotantoaan merkittävästi. Taajuusheilahdus on vain hieman yli 0,01 Hz. Aiemmista simuloinneista voidaan havaita, että tuulen nopeuden vaihtelun aiheuttamat tehovärähtelytkin synnyttävät tätä suurempia taajuuspoikkeamia simuloidussa verkossa. Tulokset osoittavat saarekkeen havaitsemisen vaikeutta pelkän verkkotaajuuden tarkastelun avulla. Kuitenkin siirtymävaiheessa jännitteessä esiintyy jälleen transientti.



**Kuva 24.** Hybridiverkko irtautuu saarekkeeksi tehotasapainotilanteessa, kun  $t = 25$  s (vaaka-akseli). Kuvaajissa ylhäältä lähtien: verkon taajuus (Hz); DFIG:n, dieselgeneraattorin ja kuorman pätöteho (MW); dieselgeneraattorin ja kuorman loisteho (Mvar) ja verkon jännite (p.u.).

#### 4.2.4 Alassäätö ja taajuusriippuva kuorma

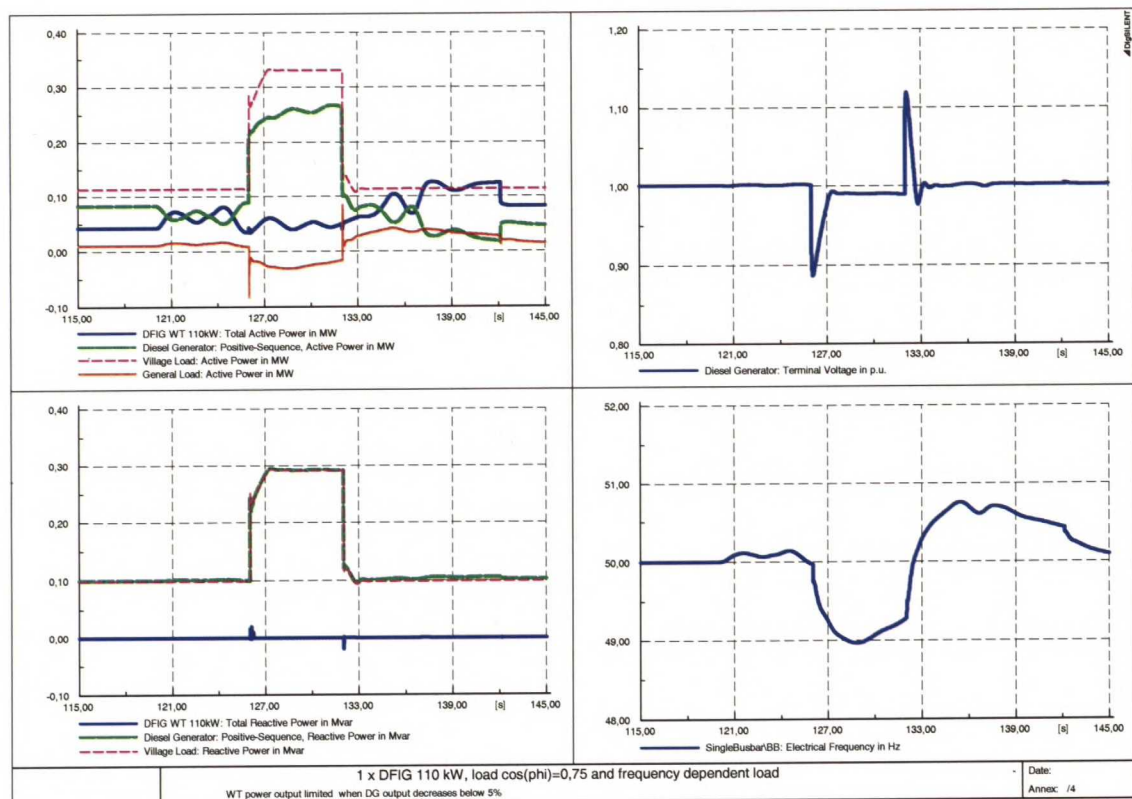
Tuulen vaihtelevuudesta johtuvia ongelmia on kuvattu aiemmissa luvuissa. Tuuliturbiinin tuotanto saattaa joissain tapauksissa ylittää kuorman tarvitseman tehon. Tällöin voidaan joutua turvautumaan tuuliturbiinin alassäätöön. Kuvassa 25 on esitetty tilanne aiemmin kuvatussa hybridiverkossa, jossa kuorman suuruutta on nostettu 150 kVA:iin. Simuloitu tuuliturbiini on nimellisteholtaan 110 kW, ja mallin parametreja on muutettu vastaamaan tämän kokoluokan turbiinia. Dieselgeneraattori on ennallaan. Simulointimallia on lisäksi muutettu niin, että mikäli dieselgeneraattorin pätöteho laskee alle 5 prosenttiin nimellistehosta, pienenee tuuliturbiinin ohjauksen maksimiteho-ohje 60 % nimellisestä. Säätojärjestelmässä on myös huomioitu pieni viive. Simuloidussa tapauksessa dieselgeneraattorin teho laskee alle halutun rajan noin hetkellä  $t = 137$  s. Tällöin tuuliturbiinin alassäädön suorittavat funktiot havahtuvat ja noin sekunnin kuluttua tuuliturbiinin teho putoaa selvästi alemmalle tasolle.



**Kuva 25.** Tuuliturbiinin alassäätö, pätötehereferenssi pienenee hetkellä  $t= 38$  s. DFIG:n, dieselgeneraattorin ja kuorman pätöteho (MW) ylhäällä vasemmalla, loisteho (Mvar) alhaalla vasemmalla. Ylhäällä oikealla verkon jännite (p.u.) ja alhaalla oikealla taajuus (Hz). Vaaka-akseleilla sama aikaväli (s).

Energiavaraston ja ohjattavien kuormien käyttö ylimääräisen tuulivoiman hyödyntämiseksi on usein mainittu ratkaisuna. Tässä työssä tarkasteltiin verkkoon liitettävää taajuusriippuvaa kuormaa, joka voi myös syöttää tehoa takaisin verkkoon taajuuden laskiessa liikaa. Simuloinnin tulokset ovat nähtävissä kuvassa 26.





**Kuva 26.** Verkkoon on lisätty taajuusriippuva kuorma. DFIG:n, dieselgeneraattorin ja kuorman pätöteho (MW) ylhäällä vasemmalla, loisteho (Mvar) alhaalla vasemmalla.

Ylhäällä oikealla verkon jännite (p.u.) ja alhaalla oikealla taajuus (Hz). Vaaka-akseleilla sama aikaväli (s).

Ilman taajuusriippuvaa kuormaa näillä säädöillä taajuusheilahdus kuorman muutoksen seurauksena yli 1 Hz molempiin suuntiin. 50 kW:n taajuusriippuva kuorma pienentää heilahduksen suuruuden noin 0,5 hertsiin. Mitä suurempi taajuusriippuva kuorma on kyseessä, sitä pienempi heilahdus. Tämä on ymmärrettävää, sillä verkon taajuus riippuu dieselgeneraattorin pyörimisnopeudesta. Taajuusriippuva kuorma pienentää dieselgeneraattorin näkemää tehontarpeen muutosta ja täten tarvetta pyörimisnopeuden muutokseen.

## 5 POHDINTA JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Tässä diplomityössä on tarkasteltu pieniä, nimellisteholtaan 10 kW...100 kW tuuliturbiineja ja niihin kohdistuvia standardien ja käyttökohteiden asettamia vaatimuksia hajautetun sähköntuotannon yhteydessä. Markkinakatsausten perusteella pienen kokoluokan tuuliturbiinit yleistyvät kovaa vauhtia ympäri maailmaa. Pienten tuuliturbiinien markkinat jakautuvat useaan segmenttiin, joista voidaan selvästi erottaa muutaman kilowatin ”kotikäyttöön” tarkoitetut sovellukset ja suuremmat, esimerkiksi osaksi saarekeverkon sähköntuotantoa tarkoitetut tuuliturbiinit.

Tuuliturbiinien teknologia on vuosien mittaan kehittynyt ja muuttunut. Tehoelektronikan kehittyminen ja halpeneminen on mahdollistanut taajuusmuuttajien hyödyntämisen perinteisen suoraan verkkoon liitetyn epätahtigeneraattorin sijaan. Kaksoissyötetyn epätahtigeneraattorin tai kokonaan taajuusmuuttajan kautta verkkoon liitetyn kestopigmentigeneraattorin käytön etuna on se, että tuuliturbiinin roottorin pyörimisnopeus voi vaihdella. Tällöin tuulen energia saadaan optimaalisesti hyödynnettyä.

Pienten tuuliturbiinien kokoluokassa markkinoilla on pääosin kokonaan taajuusmuuttajan kautta syötettyjä malleja tai edelleen epätahtigeneraattoreita. DFIG-tuuliturbiinilla saavutetaan lisää säädettävyyttä ja parempi energiantuotantokyky kuin pelkällä epätahtigeneraattorilla. Toisaalta taajuusmuuttajaa ei tarvitse mitoittaa koko nimellisteholle, jolloin sovelluksesta tulee edullisempi. Kun generaattorin nimellisteho on alle 100 kW, voi kuitenkin DFIG-sovelluksen edukkuutta verrattuna kokonaan taajuusmuuttajalla syötettyyn kestopigmenttigeneraattoriin nähden epäillä. Nykyisin käytössä olevat tuuliturbiinit ovat etenkin suurissa sovelluksissa valtaosin vaaka-akselisia, mutta pienemmissä sovelluksissa käytetään usein myös pystyakselisia malleja.

Samalla kun hajautetun sähköntuotannon määrä sähköverkossa kasvaa, täytyy sille myös asettaa monipuolisempia vaatimuksia. Näin taataan sähköverkon toiminnan luotettavuus, turvallisuus ja sähkön laatu. Laitevalmistajien kannalta on varmasti tärkeää, että vaatimukset perustuvat ennakoitavasti yleisiin standardeihin. Hajautettuun tuotantoon liittyvät standardit ovat kehittyneet viime vuosina. Kehitystyö tulee varmasti jatkumaan mm. hallittuun saarekekäyttöön liittyvien tilanteiden osalta.

Pienten tuuliturbiinien verkkoon liittämistä koskevat määräykset ja standardit ovat pääosin samoja, jotka kohdistuvat yleisesti hajautetun energiantuotannon yksiköihin. Useissa kirjallisuuslähteissä esteenä hajautetun energiantuotannon yleistymiselle nähdään kuitenkin standardien ja määräysten keskeneräisyys tai puuttuminen.

Merkittävä tutkimuksen ja pohdinnan aihe ovat hajautettuun sähköntuotantoon liittyvät suojauskysymykset. Tuotantoyksikön koosta ja tyypistä riippuu, mikä on sen vaikutus sähköverkon vikavirtoihin. Useasti myös saarekekäyttöön liittyvät kysymykset katsotaan keskeisiksi, esimerkiksi turvallisuusnäkökohtien kannalta. Verkossa oleva tuuliturbiini ei saa jäädä hallitsemattomasti syöttämään muusta sähköverkosta erilleen joutunutta verkon osaa. Saareketilanteen havaitseminen saattaa kuitenkin olla hankalaa. Hankalin mahdollinen tilanne on, jos hajautetun tuotannon yksikkö sattuu syöttämään verkkoon tehoa juuri samassa verkon osassa olevan kuorman tarvitseman määrän. Kuten tehdyissä simuloinneissakin havaittiin, tässä tilanteessa saarekkeeksi ajautuminen ei näy kovinkaan merkittävänä muutoksena esimerkiksi verkkotaajuudessa. Standardit kuitenkin vaativat saarekekäytön eston toimimista jo muutamassa sekunnissa.

Pienten tuulivoimaloiden mahdollinen sovelluskohde on saarekeverkoissa, joissa perinteisesti sähköntuotanto on tapahtunut dieselgeneraattorien avulla. Tuuliturbiinin käytöllä voidaan vähentää polttoaineen kulutusta ja monilla syrjäseuduilla vähentää näin riippuvuutta hankalistakin polttoainekuljetuksista. Joissain tilanteissa tuulivoiman osuus järjestelmän hetkellisestä tehosta saattaa olla hyvinkin suuri. Tämä on vaativaa järjestelmän säädön kannalta.

Tuulen vaihtelun aiheuttamia tuotannon muutoksia voidaan tasoittaa energiavarastoilla, kuten esimerkiksi vauhtipyörillä. Toisaalta tilanteissa, joissa tuulivoiman tuotanto on tarvetta suurempi, voidaan käyttää hyväksi myös erilaisten hyötykuormien kytkemistä verkkoon. Tällaisilla toimenpiteillä saarekeverkko voidaan pitää stabiilina. Simuloinneissa verkon taajuus- ja jänniteheilahtelujen havaittiin pienenevän, kun verkkoon lisättiin kuorma, jonka suuruus riippui verkkotaajuudesta. Saarekeverkoissa saattaa myös esiintyä tilanteita, joissa tuulivoiman tuotantoa voidaan joutua rajoittamaan verkon stabiiliuden vuoksi.



Runsaan tutkimustyön kohteena olevilla microgrideilla pyritään hajautetun sähköntuotannon hyötyjen lisäämiseen. Microgrid voi toimia osana yleistä sähköjakeluverkkoa, mutta irrota myös tarvittaessa omaksi itsenäiseksi saarekeverkokseen. Toimintatapa parantaisi sähkön toimitusvarmuutta. Tuotantoyksiköiden ja energiavarastojen hallinta voidaan toteuttaa microgridissa hajautetusti tai keskitetysti. Simuloinneissa käytetty hybridiverkkomalli on hallittu hajautetusti siten, että dieselgeneraattori on verkossa hallitseva fyysinen tuotantoyksikkö. Tällä ohjaustavalla päästiin melko hyviin tuloksiin jännitteen ja taajuuden muutosten kannalta, kun tuulivoiman osuus kuorman tarvitsemasta kokonaistehosta on pieni.

Tilanteet, joissa tuulivoiman osuus kasvaa suureksi ja ylittää jopa tehon kokonaistarpeen, vaativat esimerkiksi tuuliturbiinin alassäätöä. Toiminto edellyttää kuitenkin sitä, että tuuliturbiinin ohjausjärjestelmällä on käytettävissään tietoa sähköverkon tehotasapainosta. Simuloinnissa tämä ratkaistiin viemällä tieto dieselgeneraattorin alhaisesta kuormitusasteesta tuuliturbiinin ohjaukselle.

Hajautetussa sähköntuotannossa toimivan pienen tuuliturbiinin on täytettävä verkkoonliityntäpisteessä monia sähköverkon suojauksen vaatimuksia. Käytännössä tämä tarkoittaa joko erillisten suojatoimintalaitteiden käyttöä tai näiden toimintojen yhdistämistä tuuliturbiinin taajuusmuuttajaan. Edellytyksenä on ainakin verkon sähköisten suureiden, kuten impedanssin, tarkkailu. Toistaiseksi hajautetun tuotannon ei yleisesti vaadita osallistuvan jännitteen säätöön tai tukevan verkkoa loistehontuotannolla. Kantaverkkooperaattorien edellyttämiä jännitekuoppien ride-through-vaatimuksia ei myöskään kohdistu suoraan hajautetulle tuotannolle. Pienen tuuliturbiinin ostajan kannalta kokonaisvaltainen ratkaisu on periaatteessa yksinkertaisempi. Kun kyseessä on saarekeverkko, taajuusmuuttajan tietoliikennevalmiudet lisäävät järjestelmän keskitetyn ohjauksen mahdollisuuksia.

## LÄHTEET

Ackermann, T. (toim.). 2005. *Wind Power in Power Systems*. Chichester, West Sussex, England: John Wiley & Sons, Ltd. ISBN: 0-470-85508-8.

AWEA. 2008. *AWEA Small Wind Turbine Global Market Study, Year Ending 2008*. [Online]. American Wind Energy Association (AWEA). [Viitattu 20.10.2009]. Saatavissa: [http://www.awea.org/smallwind/pdf/2008\\_AWEA\\_Small\\_Wind\\_Turbine\\_Global\\_Market\\_Study.pdf](http://www.awea.org/smallwind/pdf/2008_AWEA_Small_Wind_Turbine_Global_Market_Study.pdf)

Baring-Gould, E. I. & Dabo, M. 2009. *Technology, performance and market report of wind-diesel applications for remote and island communities*. Teoksessa: Scientific Proceedings, European Wind Energy Conference & Exhibition (EWEC) 2009. Marseille, France. 16.-19.3.2009. EWEA. S. 17-22. Saatavissa: [http://www.ewec2009proceedings.info/proceedings/EWEC2009Scientific\\_Proceedings.pdf](http://www.ewec2009proceedings.info/proceedings/EWEC2009Scientific_Proceedings.pdf). [Viitattu 22.9.2009].

Barnes, M. & Kondoh, J. & Asano, H. Oyarzabal, J. & Ventakaramanan, G. & Lasseter, R. & Hatziaargyriou, N. & Green, T. 2007. *Real-World MicroGrids - An Overview*. Teoksessa: System of Systems Engineering, 2007. SoSE '07. IEEE International Conference on. San Antonio, Texas, USA. 16.-18.4.2007. IEEE. ISBN: 1-4244-1160-2. DOI: 10.1109/SYBOSE.2007.4304255. [Viitattu 22.9.2009].

Bolund, B. & Bernhoff, H. & Leijon, M. 2007. *Flywheel energy and power storage systems*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. [Verkkolehti]. Vol. 11:2. S. 235-258. [Viitattu 25.9.2009]. DOI: 10.1016/j.rser.2005.01.004. ISSN: 1364-0321.

Boutsika, T. N. & Papathanassiou, S. A. 2008. *Short-circuit calculations in networks with distributed generation*. Electric Power Systems Research. [Verkkolehti]. Vol. 78:7. S. 1181-1191. [Viitattu 22.9.2009]. DOI: 10.1016/j.epsr.2007.10.003. ISSN: 03787796.

Cossent, R. & Gómez, T. & Frías, P. 2009. *Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective*. Energy Policy. [Verkkolehti]. Vol. 37:3. S. 1145-1155. [Viitattu 22.9.2009]. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.11.011. ISSN: 03014215.

DIgSILENT GmbH. 2003. *Technical Document: Dynamic Modelling of Doubly-Fed Induction Machine Wind-Generators*. [Online]. DIgSILENT GmbH. [Viitattu 22.9.2009]. Saatavissa: <http://www.digsilent.de/images/Company/news/DFIGRev1.pdf>



Djapic, P. & Ramsay, C. & Pudjianto, D. & Strbac, G. & Mutale, J. & Jenkins, N. & Allan, R. 2007. *Taking an active approach*. Power and Energy Magazine, IEEE. [Verkko-lehti]. Vol. 5:4. S. 68-77. [Viitattu 22.9.2009]. DOI: 10.1109/MPAE.2007.376582. ISSN: 1540-7977.

EcoPower LLC. 2006. *Vertical Axis Wind Turbine (VAWT)*. [Online]. EcoPower LLC. [Viitattu 22.9.2009]. Saatavissa: <http://www.ecopowerusa.com/vawt.html>

Elovaara, J. & Laiho, Y. 1999. *Sähkölaitostekniikan perusteet*. 4. korj. p. Helsinki: Ota-tieto. 487 s. ISBN: 951-672-285-7.

EWEA. 2009a. *Wind Energy - The Facts*. [Online]. European Wind Energy Association (EWEA). [Viitattu 20.10.2009]. Saatavissa: [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/publications/WETF/1565\\_ExSum\\_ENG.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/1565_ExSum_ENG.pdf)

EWEA. 2009b. *Wind Energy - The Facts, Chapter 6: Small Wind Turbines*. [Online]. European Wind Energy Association (EWEA). [Viitattu 20.10.2009]. Saatavissa: <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-i-technology/chapter-6-small-wind-turbines/>

Fesquet, F. & Juston, P. & Garzulino, I. 2003. *Impact and limitation of wind power generation in an island power system*. Teoksessa: Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna. Vol. 3. Bologna, Italy. 23.-26.6.2003. IEEE. S. 286-292. ISBN: 0-7803-7967-5. DOI: 10.1109/PTC.2003.1304461. [Viitattu 22.9.2009].

Helen Sähköverkko Oy. 2009. *Ohjeet sähköä tuottavan laitteiston liittämiseksi Helen Sähköverkko Oy:n sähkönjakeluverkkoon*. [Online]. Helsingin Energia, Helen Sähköverkko Oy. [Viitattu 20.10.2009]. Saatavissa: <http://www.helen.fi/urakoitsijat/urakointiohjeet/SU40309.pdf>

IEC 61000-3-6. 2008. *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems*. 2<sup>nd</sup> ed. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission (IEC). 58 s.

IEC 61400-1. 2005. *Wind turbines - Part 1: Design Requirements*. 3<sup>rd</sup> ed. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission (IEC). 180 s.

IEC 61400-2. 2006. *Wind turbines - Part 2: Design requirements for small wind turbines*. 2<sup>nd</sup> ed. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission (IEC). 179 s.



IEC 61400-21. 2008. *Wind turbines – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*. 2<sup>nd</sup> ed. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission (IEC). 120 s.

IEEE 1547. 2003. *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. USA: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (IEEE). 16 s.

IEEE 1547.2. 2009. *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. USA: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (IEEE). 207 s.

Iglesias, I. J. & Garcia-Tabares, L. & Agudo, A. & Cruz, I. & Arribas, L. 2000. *Design and simulation of a stand-alone wind-diesel generator with a flywheel energy storage system to supply the required active and reactive power*. Teoksessa: Power Electronics Specialists Conference, 2000. PESC 00. 2000 IEEE 31st Annual. Vol. 3. Galway, Ireland. 18.-23.6.2000. IEEE. S. 1381-1386. ISSN: 0275-9306 ISBN: 0-7803-5692-6. DOI: 10.1109/PESC.2000.880510. [Viitattu 29.9.2009].

Katiraei, F. & Abbey, C. & Tang, S. & Gauthier, M. 2008. *Planned islanding on rural feeders — utility perspective*. Teoksessa: Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE. Pittsburgh, PA, USA. 20.-24.7.2008. IEEE. S. 1-6. ISSN: 1932-5517. ISBN: 978-1-4244-1905-0. DOI: 10.1109/PES.2008.4596774. [Viitattu 22.9.2009].

Katsaprakakis, D. A. & Papadakis, N. & Kozirakis, G. & Minadakis, Y. & Christakis, D. & Kondaxakis, K. 2009. *Electricity supply on the island of Dia based on renewable energy sources (R.E.S.)*. Applied Energy. [Verkkolehti]. Vol. 86:4. S. 516-527. [Viitattu 22.9.2009]. DOI: 10.1016/j.apenergy.2008.07.013. ISSN: 03062619.

Kumpulainen, L. & Ristolainen, I. 2006. *Sähkönjakeluverkon ja siihen liitetyn hajaute-  
tun tuotannon sähköteknisen suojauksen kehittäminen*. Projektiraportti. Suomi: VTT. 144 s. (VTT-R-05644-06).

Layton, J. 2006. *How Wind Power Works*. [Online]. HowStuffWorks.com. 9.8.2006. [Viitattu 20.10.2009]. Saatavissa: <http://science.howstuffworks.com/wind-power2.htm#>

Lundsager, P. & Bindner, H. & Clausen, N. & Frandsen, S. & Hansen, L. H. & Hansen, J. C. 2001. *Isolated Systems with Wind Power, Main Report*. Roskilde, Denmark: Risø National Laboratory. 72 s. (Risø-R-1256(EN)). ISBN: 87-550-2858-6, ISBN: 87-550-2859-4 (Internet), ISSN: 0106-2840.

Machowski, J. & Bialek, J. W. & Bumby, J. R. 2008. *Power system dynamics, stability, and control*. Chichester, West Sussex, U.K.: Wiley. 629 s. ISBN: 978-0-470-72558-0.

Muljadi, E. & Gao, W. & Carson, R. & Zheglov, V. 2009. *Dynamic simulation of a hybrid wind power system using RPSim*. Teoksessa: Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES. Seattle, WA, USA. 15.-18.3.2009. IEEE/PES. S. 1-7. ISBN: 978-1-4244-3810-5. DOI: 10.1109/PSCE.2009.4840009.

Northern Power Systems. 2009. *The Northwind 100 Wind Turbine*. [Online]. Northern Power Systems. [Viitattu 20.10.2009]. Saatavissa: <http://www.northernpower.com/wind-power-products/northwind-100-wind-turbine.php>

Patel, M. R. 2006. *Wind and solar power systems design, analysis, and operation*. Boca Raton, FL, USA: Taylor & Francis. ISBN: 978-0-8493-1570-1.

REpower Systems AG. 2009. *The REpower product range*. [Online]. REpower Systems AG. [Viitattu 20.10.2009]. Saatavissa: <http://www.repower.de/index.php?id=12&L=1>

SFS-EN 50160. 2008. *Yleisen jakeluverkon jännitteen ominaisuudet*. 3.painos. Helsinki: Suomen Standardisoimisliitto. 34 s.

SMA Technologie AG. 2007. *SMA grid guard 2 - Certified in Accordance with VDE 0126-1-1 - Background, Development and Requirements of the New Standard (Technology Brochure)*. [Online]. TECHGRID-11:AE2306. SMA Technologie AG. [Viitattu 22.9.2009]. Saatavissa: <http://download.sma.de/smaprosa/dateien/3491/TECHGRID-11-AE2306.pdf>

SMA Technologie AG. 2005. *Windy Boy WB 5000A / WB 6000A Inverter for Wind Energy Power Plants - User Manual*. [Online]. WB50A\_60A-11:FE3706. Version 1.0. SMA Technologie AG. [Viitattu 22.9.2009]. Saatavissa: <http://www.sma.de/de/produkte/windenergie-wechselrichter.html>

Ten, C. F. & Crossley, P. A. 2008. *Evaluation of Rocof Relay Performances on Networks with Distributed Generation*. Teoksessa: Developments in Power System Protection, 2008. DPSP 2008. IET 9th International Conference on. Glasgow, U.K. 17.-20.3.2008. IET. S. 523-528. ISSN: 0537-9989 ISBN: 978-0-86341-902-7.

UL 1741. 2005. *Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources*. USA: Underwriters Laboratories Inc. 196 s.

Wizelius, T. 2007. *Vindkraft i teori och praktik*. 2. uppl. Lund, Sverige: Studentlitteratur. 399 s. ISBN: 978-91-44-02660-2.

---

Xu, W. & Mauch, K. & Martel, S. 2004. *An assessment of distributed generation islanding detection methods and issues for Canada*. [Online]. CANMET Energy Technology Centre – Varennes, Natural Resources Canada. [Viitattu 22.10.2009]. Saatavissa: [http://canmetenergy-canmetenergie.nrcan-rncan.gc.ca/fichier.php/codectec/Fr/2004-074/2004-074\\_e.pdf](http://canmetenergy-canmetenergie.nrcan-rncan.gc.ca/fichier.php/codectec/Fr/2004-074/2004-074_e.pdf)

Ye, Z. & Kolwalkar, A. & Yu, Z. & Du, P. & Walling, R. 2004. *Evaluation of anti-islanding schemes based on nondetection zone concept*. Power Electronics, IEEE Transactions on. [Verkkolehti]. Vol. 19:5. S. 1171-1176. [Viitattu 25.9.2009]. DOI: 10.1109/TPEL.2004.833436. ISSN: 0885-8993.

Zobaa, A. F. & Cecati, C. 2006. *A comprehensive review on distributed power generation*. Teoksessa: Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, 2006. SPEEDAM 2006. International Symposium on. Taormina, Italy. 23.-26.5.2006. IEEE. S. 514-518. ISBN: 1-4244-0193-3. DOI: 10.1109/SPEEDAM.2006.1649826. [Viitattu 24.9.2009].

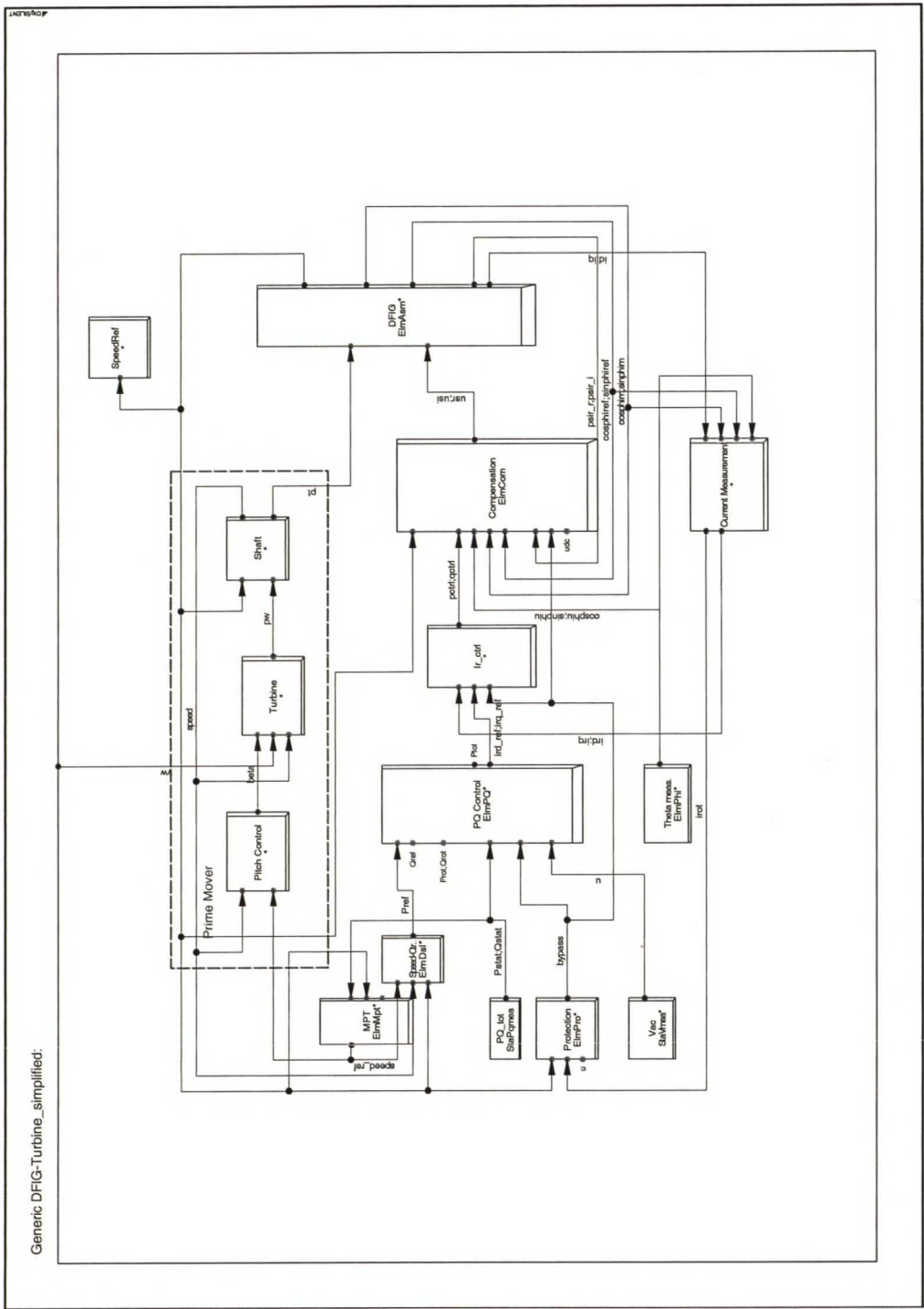


## Liite A DIGSILENT-SIMULOINTIMALLI

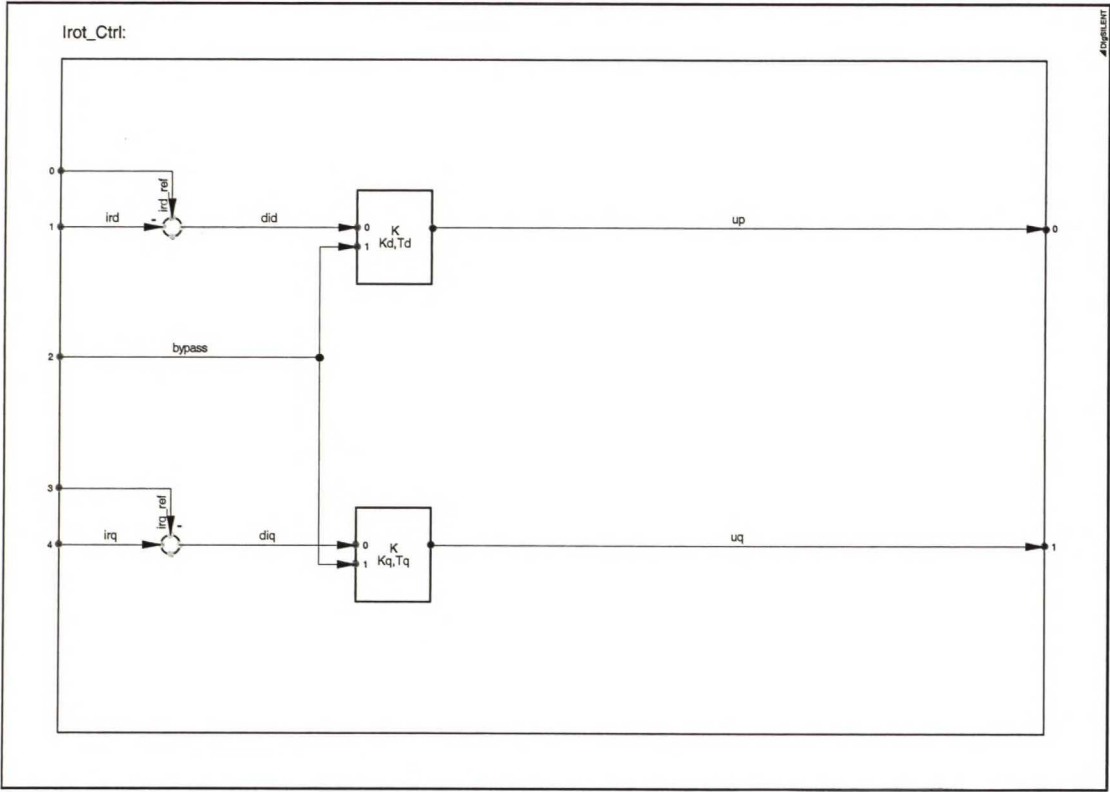
Tässä liitteessä esitetään käytettyjen simulointimallien lohkokaaviot, jotka kuvaavat mallien toimintaa. Lisäksi esitetään eri mallien yhteydessä käytetyt parametrien arvot. Simulointimallit ovat peräisin DIgSILENT Power Factoryn ohjelmakirjastosta, ja lohkokaavioesitys on kyseisen simulointiohjelman mukainen.

DFIG-tuuliturbiinin yksinkertaistettu malli on esitetty kokonaisuutena kuvassa (**Kuva A.1**). Tämän jälkeen on esitetty lohkokaaviot ja käytetyt parametrit eri DFIG-mallin osista. Kaikista mallin osista lohkokaaviota ei ole olemassa, mutta näiden yhteydessä käytetyt parametrit on kuitenkin esitetty.

DFIG-tuuliturbiinin simulointimalli



Kuva A.1. DFIG-tuuliturbiinin yksinkertaistettu simulointimalli.

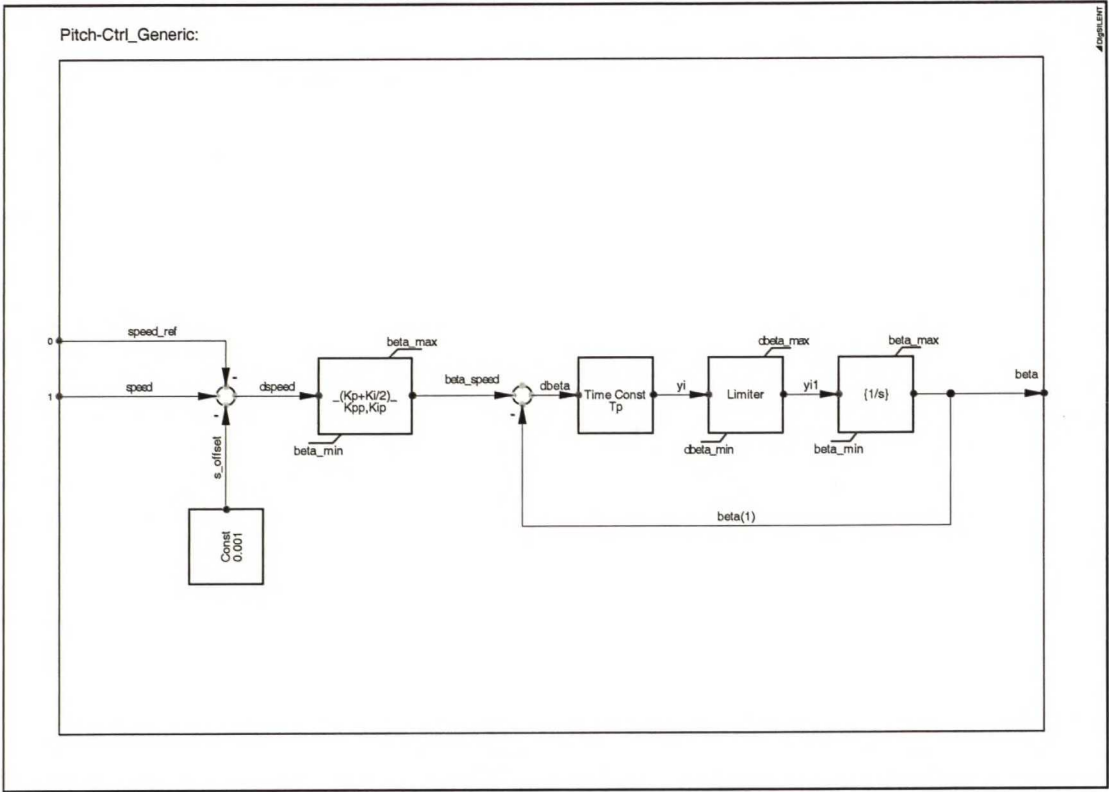


**Kuva A.2.** Roottorivirran säätö.

**Taulukko A.1.** Roottorivirran säädön parametrit. Irot\_Ctrl.

Parametri	Arvo
Kd	0,0496
Td	0,0128
Kq	0,0496
Tq	0,0128

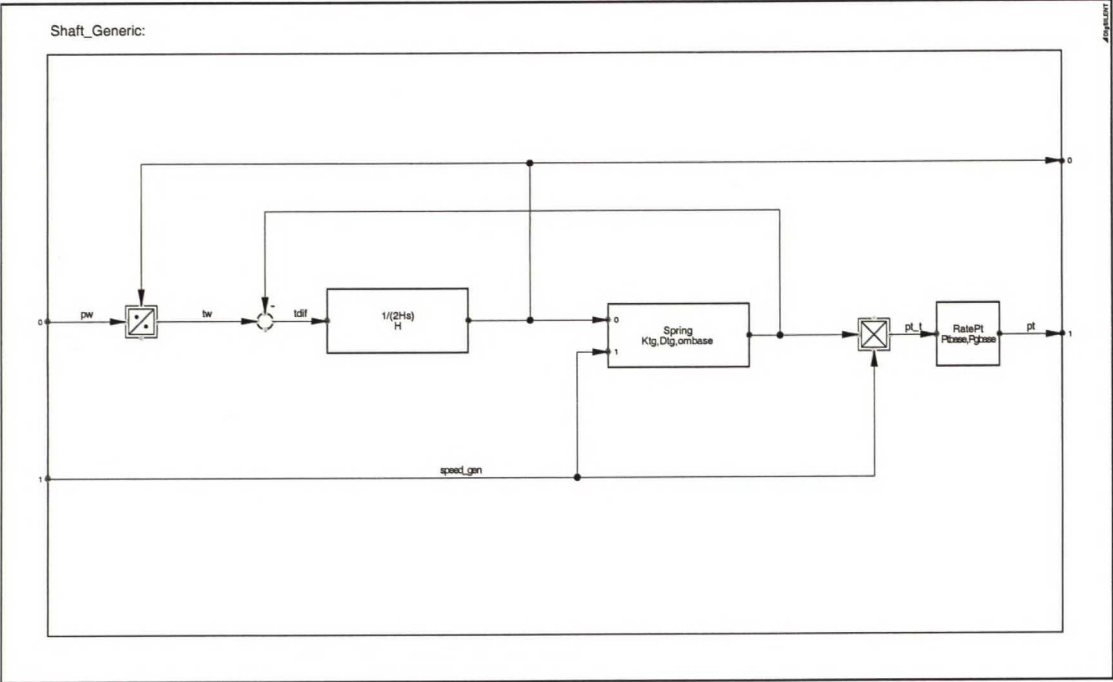




Kuva A.3. Lapakulmasäädön lohkokaaavioesitys.

Taulukko A.2. Lapakulmasäädön parametrit. Pitch Control.

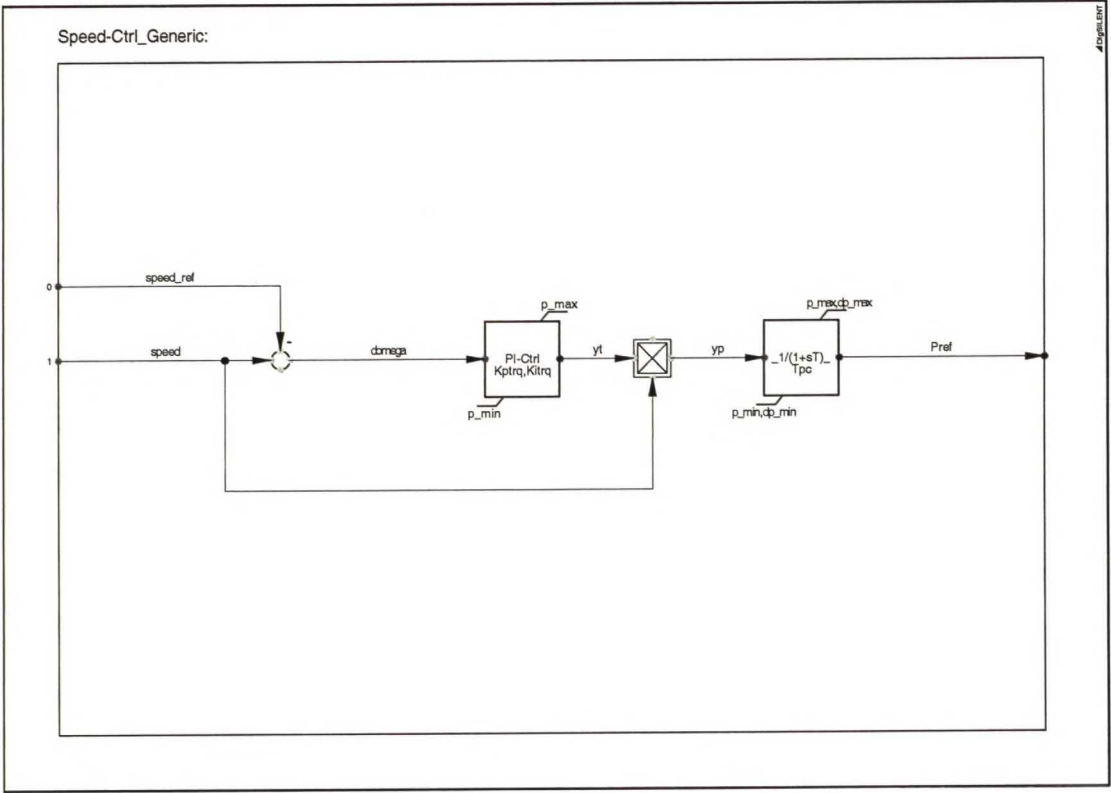
Parametri		yksikkö	Arvo (30 kW)	Arvo (110 kW)
Kpp	Blade Angle Controller Gain	p.u.	150	150
Kip	Blade Angle Controller Time Constant	s	25	10
Tp	Servo Time Constant	s	0,01	0,01
dbeta_max	Max. dbeta/dt	deg/s	10	10
dbeta_min	Min. dbeta/dt	deg/s	-10	-10
beta_max	Max. beta	deg	25	45
beta_min	Min. beta	deg	0	0
speed_ref	Speed Reference	p.u.	1,2	1,2



**Kuva A.4.** Tuuliturbiinin kaksiakselimalli. Herätteenä on pyyhkäisypinta-alalle kohdistuva tuulen teho (pw) ja vasteena generaattoria pyörittävä mekaaninen teho (pt).

**Taulukko A.3.** Tuuliturbiinin kaksiakselimallin parametrit. Shaft

Parametri	Arvo (30 kW)	Arvo (110 kW)
H	4,02	4,02
Ptbase	0,034253	0,1141769
Pgbase	0,03	0,1
Ktg	80	80
Dtg	1,5	1,5
ombase	6,61	6,61

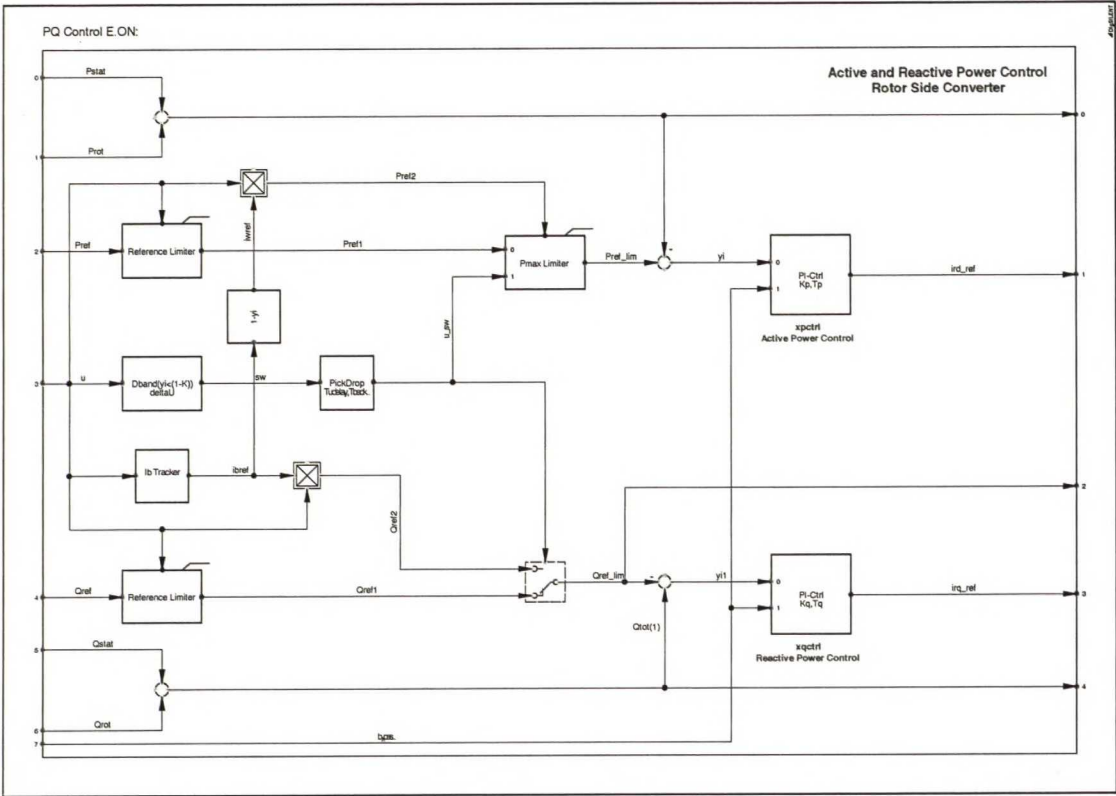


**Kuva A.5.** Nopeuden säädön lohkokaavio. Herätteenä generaattorin pyörimisnopeus ja vasteena teho-ohje (Pref) taajuusmuuttajan tehonsäädölle.

**Taulukko A.4.** Nopeuden säädön parametrit. Speed Controller

Parametri		yksikkö	Arvo (30 kW)	Arvo (110 kW)
Kptrq	Speed Controller Proportional Gain		10	10
Kitrq	Speed Controller Proportional Gain	1/s	10	10
Tpc	Output Limiter Time Constant	s	0,5	0,5
p_max	Active Power Upper Limit	p.u.	1	1,1
p_min	Active Power Lower Limit	p.u.	0	0
dp_max	dP/dt Upper Limit	p.u./s	99	10
dp_min	dP/dt Lower Limit	p.u./s	-99	-10

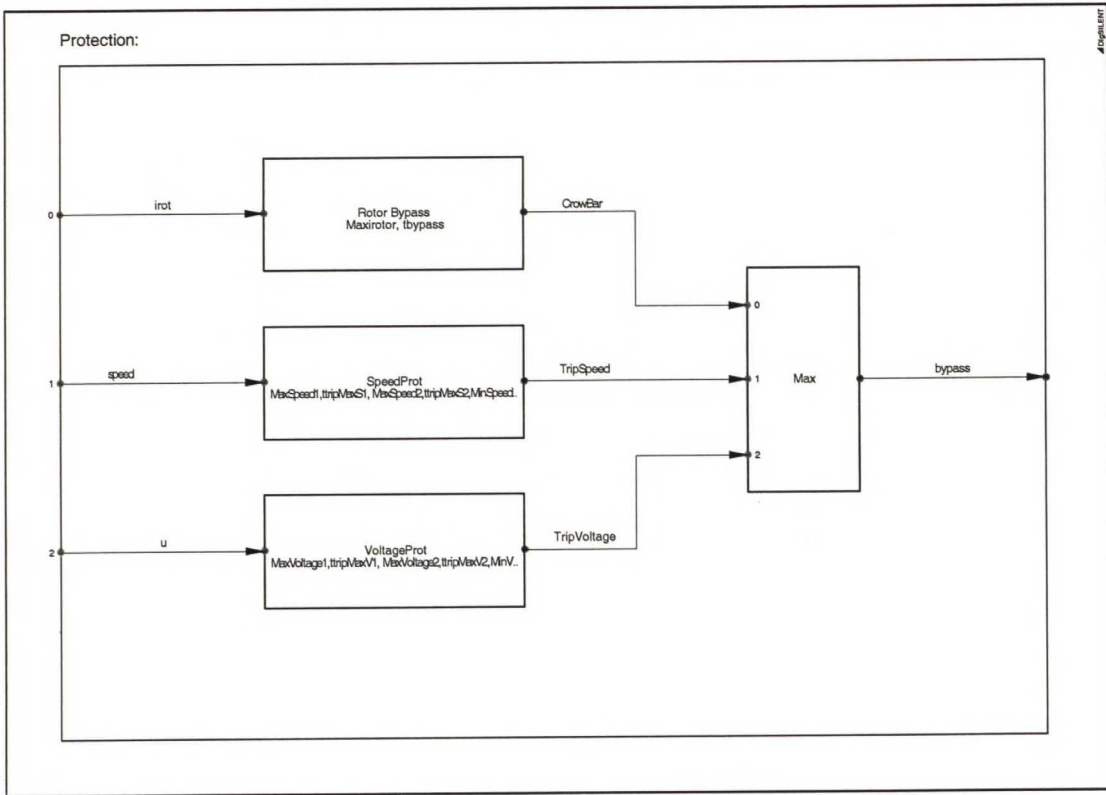




**Kuva A.6.** Roottorin puoleisen suuntaajan päto- ja loistehon säätö.

**Taulukko A.5.** Roottorin puoleisen suuntaajan päto- ja loistehon säädön parametrit. PQ Control

Parametri		yksikkö	arvo
Kp	Active Power Control Gain	p.u.	4
Tp	Active Power Control Time Constant	s	0,1
Kq	Reactive Power Control Gain	p.u.	4
Tq	Reactive Power Control Time Constant	s	0,1
deltaU	Voltage Dead Band	p.u.	0,1
Tudelay	Voltage Support Delay	s	0,01
Tbackdelay	Duration of Voltage Support	s	0,001



**Kuva A.7.** Suojaustoiminto. Roottorivirran kasvu yli asetellun rajan laukaisee crowbar-toiminnon. Samoin generaattorin ylisuuri pyörimisnopeus tai jänniterajojen ylittyminen laukaisee suojauksen. Suojauksen toiminta aktivoi ko. lohkon vasteena olevan bypass-signaalin, joka käytännössä poistaa taajuusmuuttajamallin käytöstä.

**Taulukko A.6.** Suojaustoiminnon parametrit. Protection

Parametri		yksikkö	Arvo
Maxirotor	Rotor Current for Crow Bar Insertion	p.u.	1,5
tbypass	Crow Bar Insertion Time	s	0,06
MaxSpeed1	Overspeed Setting step 1	p.u.	1,5
ttripMaxS1	Overspeed Time Setting step 1	p.u.	0
MaxSpeed2	Overspeed Setting step 2	p.u.	1,4
ttripMaxS2	Overspeed Time Setting step 2	p.u.	1
MinSpeed1	Underspeed Setting step 1	p.u.	0,6
ttripMinS1	Underspeed Time Setting step 1	p.u.	0
MinSpeed2	Underspeed Setting step 2	p.u.	0,7
ttripMinS2	Underspeed Time Setting step 2	p.u.	1
MaxVoltage1	Overvoltage Setting step 1	p.u.	1,5
ttripMaxV1	Overvoltage Time Setting step 1	p.u.	0,1
MaxVoltage2	Overvoltage Setting step 2	p.u.	1,2
ttripMaxV2	Overvoltage Time Setting step 2	p.u.	1
MinVoltage1	Undervoltage Setting step 1	p.u.	0,2
ttripMinV1	Undervoltage Time Setting step 1	p.u.	1
MinVoltage2	Undervoltage Setting step 2	p.u.	0,4
ttripMinV2	Undervoltage Time Setting step 2	p.u.	2

Seuraavassa taulukossa on lueteltu DFIG-mallin Turbine-osan parametrien arvot. Turbine-malli laskee, mikä on tuulen synnyttämä roottorin pyörimisteho ( $p_w$ ) yhtälön (1) mukaisesti. Mallin interpoloi siihen syötetystä lapakulma-kärkinopeussuhde -matriisista tehokertoimen  $c_p$  arvon Pitch Control -lohkon syöttämän lapakulman  $\beta$  ja roottorin kärkinopeussuhteen perusteella. Taulukon parametrit sisältävät tuuliturbiinin nimellistehoon liittyvän skaalauksen. Parametri  $\rho_{Ar}$  on skaalattu ilmantiheuden ja pyyhkäisyypinta-alan tulo. Parametri  $K_b$  on puolestaan vaihdelaatikon vaihtosuhteella huomioitu roottorin lavan säde.

**Taulukko A.7.** Turbine-lohkon parametrit.

Parametri	Arvo (30 kW)	Arvo (110 kW)
$\rho_{Ar}$	0,002013	0,001574
$K_b$	40,982	69,4

**Taulukko A.8.** Virran mittaus - Current Measurement

Parametri		yksikkö	Arvo (30 kW)	Arvo (110 kW)
Urrated	Rated Rotor Voltage	V	690	690
Srated	Rated Apparent Power	kVA	30	110



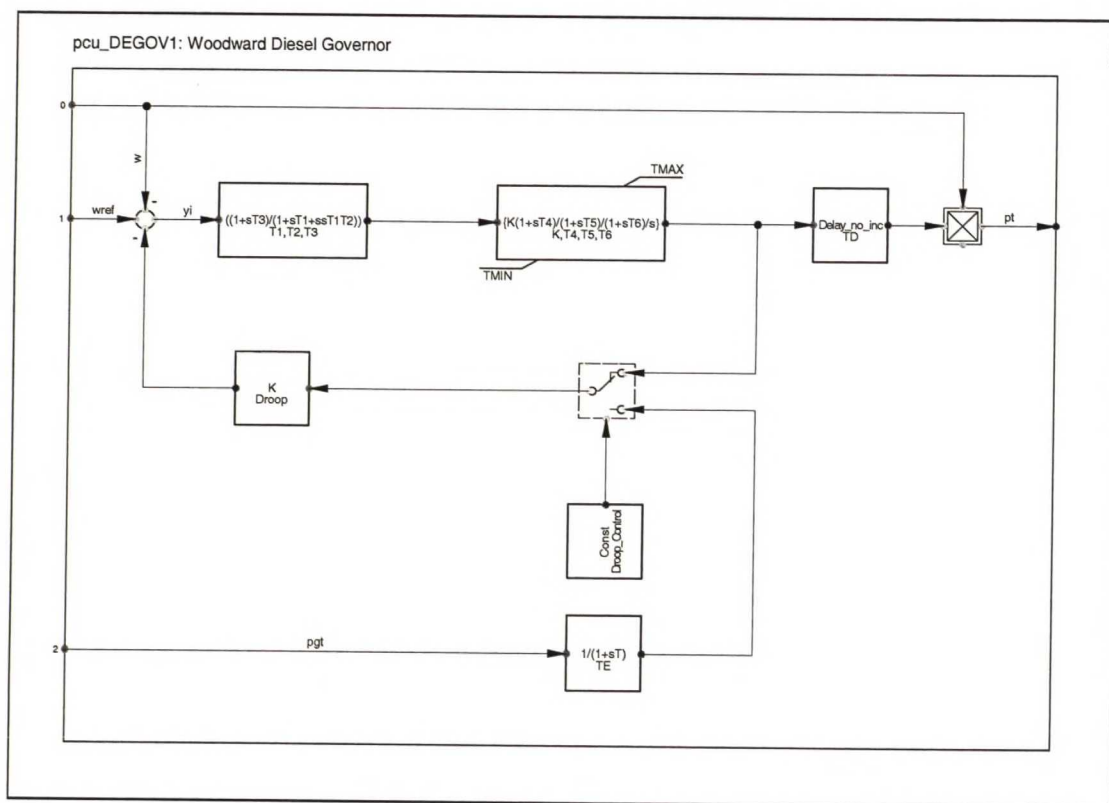
**Taulukko A.9.** MPT Maximum Power Tracker, huipputehon seurain.

Parametri	Arvo
$T_d$	5

**Taulukko A.10.** Compensation.

Parametri	Arvo
$k_v$	0,15

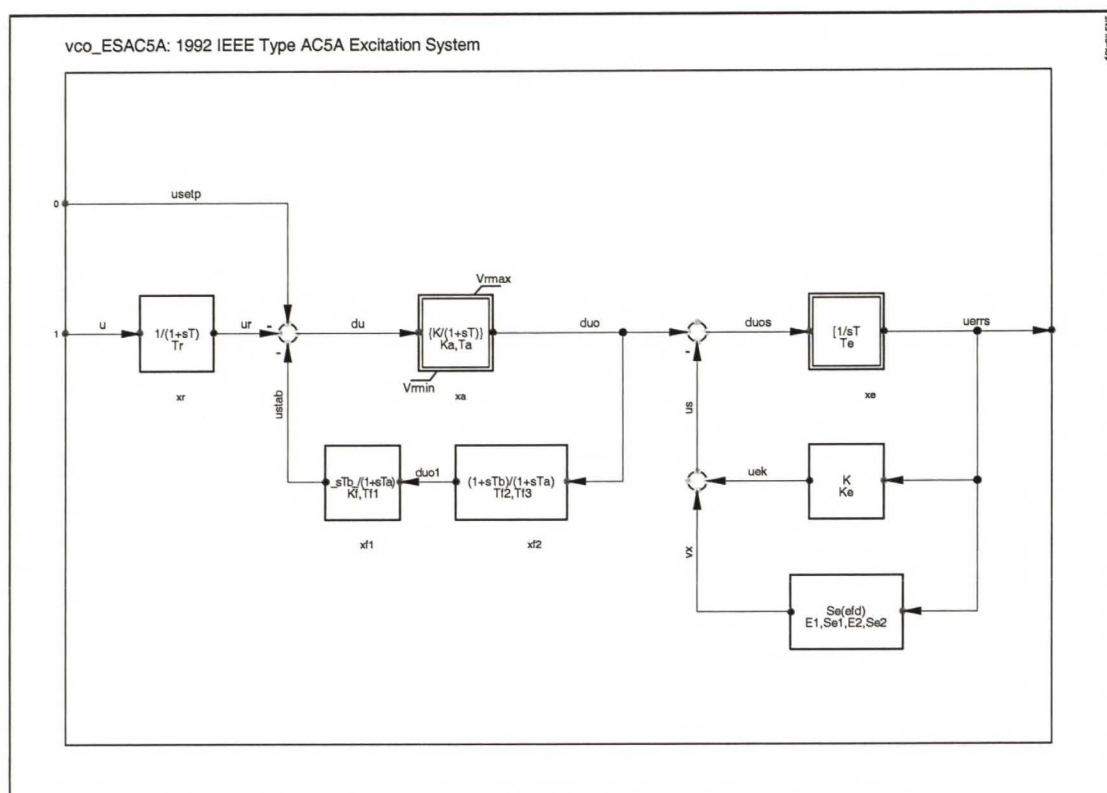
## Dieselgeneraattorin malli



**Kuva A.8.** Dieselgeneraattorin nopeudensäätö ja pätötehon säätö, mallina Woodward Diesel Governor.

**Taulukko A.11.** Dieselgeneraattorin nopeudensäätimen (DEGOV1) parametrit.

Parametri		yksikkö	arvo
Droop_Control ()	0=Throttle fdbk, 1=Elec. Power fdbk		0
T1		s	5
T2		s	0,3
T3		s	0
T4		s	0,002
T5		s	0
T6		s	0,5
K	Actuator Gain	p.u./p.u.	0,19
TD	Combustion Delay	s	0,05
Droop		p.u.	1
TE	Time const. Power fdbk	s	1
TMAX	Max. Throttle	p.u.	-1
TMIN	Min. Throttle	p.u.	6

**Kuva A.9.** Dieselgeneraattorin jännitteen (magnetoinnin) säätö.

**Taulukko A.12.** VCO ESAC5A - Dieselgeneraattorin jännitteen (magnetoinnin) säädön parametrit.

Parametri		yksikkö	arvo
Tr	Measurement Delay	s	0,025
Ka	Controller Gain	p.u.	100
Ta	Controller Time Constant	s	0,1
Kf	Stabilization Path Gain	p.u.	0,5
Tf1	Stabilization Path 1th Time Constant	s	0,02
Tf2	Stabilization Path 2th Time Constant	s	0,01
Tf3	Stabilization Path 3th Time Constant	s	1
Te	Excitor Time Constant	s	0,1
Ke	Excitor Constant	p.u.	0,1
E1	Saturation Factor 1	p.u.	5
E2	Saturation Factor 3	p.u.	0,5
Se1	Saturation Factor 2	p.u.	4
Se2	Saturation Factor 4	p.u.	0,4
Vrmin	Controller Minimum Output	p.u.	-3
Vrmax	Controller Maximum Output	p.u.	3



